Hans Michaelis:

Handbuch der Kernenergie

Band 1

dtv wissenschaft

Der Autor

Prof. Dr. Hans Michaelis, geb. 1914 in Duisburg, studierte ab 1932 Mathematik und Naturwissenschaften, sodann Volkswirtschaft in Freiburg i. Br., Berlin und Bonn. Nach dem Krieg war er Generalsekretär des Preisrats für die französische Besatzungszone und dann Leiter des Referats Preispolitik im Bundesministerium für Wirtschaft. Ab 1953 war er insgesamt 25 Jahre lang in der europäischen Verwaltung tätig: Abteilungsleiter bei der Hohen Behörde, Generaldirektor für Wirtschaft der Europäischen Atomgemeinschaft, Generaldirektor für Forschung und Technologie der Kommission der fusionierten Europäischen Gemeinschaften und Berater der Europäischen Kommission für Fragen der internationalen Rohstoffversorgung und Rohstoffpolitik. Der Autor ist seit 1969 Honorarprofessor an der Universität zu Köln mit dem Lehrauftrag Energiepolitik – Kernenergieentwicklung, zugleich Generalberichterstatter der 11. Weltenergiekonferenz 1980 in München und Mitglied der Enquête-Kommission »Zukünftige Kernenergiepolitik« des Deutschen Bundestags. Zahlreiche Veröffentlichungen auf den Gebieten der Preispolitik (Hrsg. des Kommentars Michaelis-Rhösa, ›Preisbildung bei öffentlichen Aufträgen‹, seit 1953), der Europapolitik, der Forschungs- und Technologiepolitik, der Energiepolitik (›Energiemarkt und Energiepolitik in einer Europäischen Union‹, 1976), der Kernenergieentwicklung (›Kernenergie heute‹, 1966) und der Rohstoffpolitik (›Europäische Rohstoffpolitik‹, 1976). Wissenschaftlicher Redakteur der Zeitschrift ›Energiewirtschaftliche Tagesfragen‹.

Hans Michaelis:
Handbuch der Kernenergie
Band 1

Deutscher
Taschenbuch
Verlag

dtv

Die 1. Auflage dieses Handbuches erschien 1977 in einem Band unter dem Titel ›Kernenergie‹.

Originalausgabe
März 1982

Umschlaggestaltung: Celestino Piatti
Gesamtherstellung: C. H. Beck'sche Buchdruckerei,
Nördlingen
Printed in Germany · ISBN 3-423-04367-9

Vorwort zur ersten Auflage

In einer Zeit, in der die Themen Sicherung der Energieversorgung und Umweltschutz immer mehr in den Blickpunkt des öffentlichen Interesses treten, gewinnt die Kernenergie zunehmend an Bedeutung. Dies liegt darin begründet, daß die wirtschaftliche Nutzung der Atomenergie sowohl die Energieversorgung langfristig sicherer und preiswerter zu gestalten als auch die Anforderungen, die vom Umweltschutz mehr und mehr an die Energiebereitstellung und -verwendung gestellt werden, zu erfüllen vermag. Ohne den Einsatz von Kernkraftwerken wäre es nicht möglich, den auch in Zukunft erwarteten hohen Strombedarf zu befriedigen.

So ist es eine lohnende Aufgabe, die noch relativ junge technische Entwicklung der Kernenergie in der Gesamtheit ihrer ökonomischen und politischen Auswirkungen in einer konzentrierten, jedoch allgemein verständlichen Weise darzulegen. Dabei garantiert der berufliche Werdegang des Verfassers, daß weder die theoretische Grundlegung noch die praktischen Probleme in diesem Leitfaden zu kurz kommen. In seiner Lehrtätigkeit als Honorarprofessor an der Universität zu Köln beschäftigt sich Michaelis eingehend mit energie- und speziell atomwirtschaftlichen Fragestellungen. In zahlreichen Veröffentlichungen und Expertisen hat er sich auch gutachterlich zu Fragen der Energie- und Rohstoffwirtschaft geäußert. Administrative Sachkenntnis erwarb Michaelis sich als Beamter des Bundeswirtschaftsministeriums und als Generaldirektor für Wirtschaft der Kommission der Europäischen Atomgemeinschaft wie schließlich auch als Generaldirektor für Forschung und Technologie der vereinigten Brüsseler Exekutive, der Kommission der Europäischen Gemeinschaften.

Ich wünsche diesem Buch, daß es die Verbreitung – nicht nur unter den Energiewirtschaftlern – finden möge, wie sie die wirtschaftliche Nutzung der Atomenergie in den nächsten Jahren mit Sicherheit erreichen wird.

Prof. Dr. Hans Karl Schneider,
Direktor des Energiewirtschaftlichen Instituts
an der Universität Köln

Inhalt

Band 1

Band 2

Persönliche Einleitung

1. Mit diesem ›Handbuch der Kernenergie‹ wird mein im Frühjahr 1977 gleichfalls in der Wissenschaftlichen Reihe des dtv erschienenes Buch ›Kernenergie‹ auf den neuesten Stand gebracht und damit zugleich erheblich erweitert. Die Ereignisse seit dem Redaktionsschluß meines ersten Buches folgten so schnell aufeinander, daß es mir zeitweilig kaum möglich war, mit dem Schreiben nachzukommen. Noch mehr wurde die Aktualisierung aber erschwert durch den grundlegenden Wandel in der Einstellung zur Kernenergie, der es erforderlich machte, sämtliche noch bis Ende 1976 gemachten Aussagen im Lichte dieser neuen Grundhaltung zu überprüfen. In dieser neuen Fassung ist das Buch vornehmlich als Nachschlagewerk zu allen mit der Kernenergie zusammenhängenden Fragen gedacht.

2. In der ersten Auflage schrieb ich, daß ich zu diesem Buch angeregt wurde durch meinen inzwischen verstorbenen Lehrer an der Universität Bonn und späteren Kollegen an der Universität Köln Prof. Dr. Theodor Wessels, wie auch durch den langjährigen Vorstandsvorsitzenden von Hoechst und Präsidenten des Deutschen Atomforums Prof. Dr. Karl Winnacker. Der Impuls, nun auch eine zweite Auflage zu schreiben, ging von dem leider viel zu früh verstorbenen Prof. Dr. Heinrich Mandel aus, der sich um die Kernenergieentwicklung in Deutschland wie wohl kein anderer verdient gemacht hat.

3. Die Fertigstellung des Manuskripts dieser neuen Auflage der ›Kernenergie‹ gibt mir Veranlassung zu einigen wenigen Bemerkungen, wie ich dazu gekommen bin, mich mit diesem Thema zu befassen, ja mich über immerhin zwölf Jahre meines Lebens hinweg hiermit beruflich zu identifizieren. Während des Krieges stieß ich in einer Berliner Buchhandlung auf das 1943 bei Springer in Wien verlegte Buch von Hans Adolf Bauer ›Grundlagen der Atomphysik‹, das ich, schon wegen des mäßigen Zugangs zu wissenschaftlich anspruchsvoller Lektüre aufmerksam studierte. Dieses Buch berichtet auch (S. 102f.) über die Experimente von Hahn und Strassmann Ende 1938 in Berlin-Dahlem: »Bei der Suche nach den sog. *›Transuranen‹*, von denen nur $_{93}$Eka Re [Np] und vielleicht $_{94}$Eka Os [Pu] durch Kernreaktionen ... nachgewiesen erscheinen, entdeckten 1939 O. Hahn und F. Strassmann einen neuen Umwandlungstypus:

die *Spaltung schwerster* Kerne in *zwei mittelschwere*, deren Massenzahlen um 95 und 140 liegen ...«

Nach dem Kriege startete ich mein neues berufliches Leben im Supreme Headquarter Allied Expeditionary Forces – SHAEF – im Frankfurter IG-Gebäude. Dort war meine Aufgabe, die alliierten Offiziere mit meinen Kenntnissen des deutschen Preisrechts bei ihrem Bemühen zu unterstützen, den Preisstand stabil zu erhalten. In diese Tätigkeit fiel ein für mich aufregendes Erlebnis: Am 7. August 1945 berichtete ›Stars and Stripes‹, die Zeitung der amerikanischen Army, in großer Aufmachung vom Abwurf der ersten »A Bomb« auf Hiroshima. Ich wurde gefragt, ob ich eine physikalische Erklärung für die außerordentliche Sprengkraft dieser Bombe geben könne, erinnerte mich daraufhin des Berichts von H. A. Bauer in eben jenem Buch und erklärte, daß die Energie möglicherweise durch die Spaltung von Uran freigesetzt sein könnte. Ergebnis: binnen kurzer Zeit nahm sich ein CIC-Offizier meiner an in der Überzeugung, jemanden gefaßt zu haben, der an der letztlich erfolglosen Entwicklung einer deutschen Atombombe beteiligt war. Ich hatte davon natürlich keine Ahnung, konnte das dem Vernehmungsoffizier aber erst plausibel machen, als ich ihn in meine damalige Unterkunft in Frankfurt führte (von einer Wohnung konnte keine Rede sein) und ihm den Hinweis auf die Experimente von Hahn und Strassmann in diesem Buch zeigte (das Buch hatte ich durch eine bemerkenswerte Verkettung günstiger Umstände über den Krieg hinweg gerettet). Dieses kleine Erlebnis hatte zwei Folgen: die grenzenlose Verblüffung des amerikanischen Vernehmungsoffiziers darüber, daß über die Kernspaltung in einem während des Krieges im Großdeutschen Reich erschienenen Buch berichtet wurde *und* meinen Entschluß, die an deutschen Universitäten vor 1938 erworbenen »atomphysikalischen« Kenntnisse zu erweitern und, sehr viel später, auch zu valorisieren.

4. Mein Berufsweg führte mich Anfang 1960 zur Kernenergie. Ich habe die ersten, die »heroischen« Zeiten in der Anwendung und in den Anwendungsperspektiven dieser neuen Technik ebenso miterlebt – und zu einem bescheidenen Teil auch mitgestaltet – wie die spätere Zeit, in der die Einstellung zur Kernenergie von der bedingten Bejahung über einen distanzierten Attentismus bis zur leidenschaftlichen Ablehnung reichte.

Wer mein erstes Buch ›Kernenergie‹ gelesen hat, weiß, daß ich es nicht als weltanschaulicher Befürworter der Kernenergie

schrieb, sondern in der Erkenntnis, daß die Kernenergie ökonomisch unverzichtbar ist und die mit dieser neuen Technik verbundenen Belastungen und Gefahren in einer Interessenabwägung hingenommen werden müssen.

Der inzwischen eingetretene Wandel in der Einstellung der Öffentlichkeit zur Kernenergie hat auch mich veranlaßt, mein Gewissen zu erforschen. Bin ich nicht mit meinem Bekenntnis zum Leistungsprinzip überholten Vorstellungen verhaftet? Und konkreter: Ist meine überkommene, wenn auch modifizierte und moderierte Pro-Kernenergie-Haltung noch gerechtfertigt? Ich habe es mir mit dieser Selbstbefragung keineswegs leichtgemacht, zumal ich durch mancherlei bewegende Ereignisse – voran Harrisburg – immer wieder gezwungen war, mich mit dieser Frage auseinanderzusetzen.

Dieses Buch gibt die Antwort, eine differenziertere, komplexere umd umfassendere Antwort als ich sie noch 1976/77 geben konnte. Mehrere offenbare fundamentale Widersprüche halfen mir, diese Antwort zu finden:

- der Widerspruch zwischen der leicht erkennbaren Überzeugung vieler Politiker und dem, was sie öffentlich erklären; in der Substanz ist dies der Widerspruch zwischen dem ökonomisch Sinnvollen und dem, was akzeptierbar erscheint;
- der Widerspruch zwischen der erklärten Regierungspolitik und ihrer halbherzigen oder inadäquaten Ausführung;
- der Widerspruch zwischen der weltweiten Energieversorgungs-Problematik und dem weitgehend auf die Versorgungsprobleme der Bundesrepublik beschränkten Argumentationsrahmen der Kernenergiegegner.

Bei dieser Analyse ist mir bewußt geworden, welche Diskrepanzen bestehen zwischen Überzeugung und Aussagen, zwischen Zielsetzung und Verwirklichung und zwischen Problemdimension und Diskussionsrahmen.

5. Mit diesem Buch habe ich den Versuch unternommen, die Kernenergieproblematik in ihrer Gesamtheit zu sehen und darzustellen: physikalisch-technisch, rohstoff-, energie- und industriewirtschaftlich, binnen- und außenwirtschaftlich, unter Umwelt- und Sicherheitsaspekten, wie schließlich auch politisch im weitesten Rahmen. Ich gehe nicht so weit, auch eine moralische Wertung zu wagen, wie sie A. Lovins für sich in Anspruch nimmt, wenn er behauptet, das Energieproblem ganzheitlich, d.h. ethisch, gesellschaftlich, technisch und wirtschaftlich zu sehen und aus dieser Schau zu lösen. Zu Recht

hielt Bundeskanzler H. Schmidt seinem Kontrahenten E. Eppler auf dem Bundesparteitag der SPD im Dezember 1979 entgegen, jeder, gleich ob Kernenergiebefürworter oder Kernenergiegegner, habe für seine Haltung gute moralische Gründe.

Mein Bemühen um größtmögliche sachliche Breite hat sicherlich nicht überall zum vollen Erfolg geführt. Die Spannweite war eben besonders groß. Ich erwarte daher auch nicht, daß der Erfolg anerkannt wird, sondern allein das Bestreben.

Die hauptamtliche oder doch vorwiegende Beschäftigung mit der Kernenergie über immerhin zwei Jahrzehnte hinweg hat mich aber zu einer mein Engagement rechtfertigenden Erkenntnis geführt: Diese nur einen kleinen Beitrag zur Versorgung leistende Energie hat nicht nur im August 1945 dem Zweiten Weltkrieg ein Ende gesetzt. Sie hat weltweit auch die Innen- und Außenpolitik der 70er Jahre in einem Maße bestimmt, das ich niemals für möglich gehalten hätte.

6. Dieses Buch habe ich allein geschrieben. Ich habe aber nicht nur zahlreiche Fachleute auf den verschiedensten Gebieten konsultiert, sondern auch für einzelne Fragenkomplexe, zumal solche, zu denen ich fachlich einige Distanz habe, Sachkenner gebeten, meine Texte zu überprüfen und gegebenenfalls zu berichtigen und zu ergänzen, selbstverständlich ohne damit meine Verantwortung für den Text zu mindern. In diesem Rahmen trugen die nachstehend genannten Fachleute zur Präzisierung des Textes bei: Heinz Bergmann, Essen – Kap. 3.2; Dr. Wolfgang Breyer, Bergisch-Gladbach – 1.4.5 und 3.5.5; Dr. Ulrich Büdenbender, Essen – 5.4; G. Goldstein, Jülich – 4.3; Karl-Ernst Kegel, Bonn – 4.2; M. Krey, Jülich – 4.3; Frank Leschhorn, Clausthal-Zellerfeld – 4.2; Dr. Günter Marquis, Essen – 3.2; Dr. Ulrich Mutschler, Essen – 5.6; Dr. Dieter Oesterwind, Jülich – 3.2; Jürgen Rehnelt, Hannover – 4.5; Dr. Karl Siegel, Essen – 1.3; Dr. Wolfgang Straßburg, Hannover – 4.5; Ulrich Waas, Erlangen – 5.2.5 und Dr. Helmut Weidlich, Köln – 5.2. Dank schulde ich gleichfalls Eckhard Rompf, Köln, für das Literaturverzeichnis sowie Martin Czakainski, Bonn, Christian Hauser und Dieter Uffmann, Köln, und Edith Wiese-Lütkemeier, Hamburg, für diverse Unterstützungen.

Mein besonderer Dank aber gilt meiner Frau, die mich nachsichtig und verzichtbereit arbeiten ließ, und die mich einsatzfreudig, vor allem daktylografisch unterstützte – gegen die Zusicherung, ein solches Unternehmen keineswegs im Alleingang noch einmal zu beginnen.

1. Physikalisch-technische Grundlagen der Kernenergieerzeugung

1.1 Das Atom

1.1.1 Das »unteilbare« Atom

Das Wort *Atom* leitet sich aus dem griechischen Wort »atomos«, d.h. unteilbar, ab. Die Vorstellung von kleinsten unteilbaren Einheiten alles Stofflichen bestimmte bereits die ersten Überlegungen der antiken Philosophie über die Materie, das Sein und das Werden. Von Demokrit (um 430 bis um 360 v. Chr.) stammt das verblüffend visionäre Wort: »Nur scheinbar hat ein Ding eine Farbe, nur scheinbar ist es süß oder bitter. In Wirklichkeit gibt es nur Atome und den leeren Raum.«

Erst im 19. und 20. Jahrhundert gelang es, den naturphilosophischen Atombegriff der Antike physikalisch zu fundieren. J. Dalton (1766–1844) fand, daß die Elemente nur in ganz bestimmten Gewichtsverhältnissen chemische Verbindungen eingehen können und daß dabei oft mehrere Gewichtsverhältnisse auftreten, die in einfachem zahlenmäßigen Zusammenhang stehen. Diese unter der Voraussetzung einer beliebig unterteilbaren Materie unverständliche Gesetzesmäßigkeit sei, so schloß Dalton, zurückzuführen auf die Existenz von Atomen der verschiedenen Elemente, die sich stets in festen Zahlenverhältnissen zu *Molekülen* vereinigen. Andere Hinweise lieferte in der zweiten Hälfte des vergangenen Jahrhunderts die *kinetische Gastheorie* (R. J. E. Clausius, 1822–1888; J. C. Maxwell, 1831–1879, und L. Boltzmann, 1844–1906), die den Gasdruck und seine Abhängigkeit von der Temperatur als Wirkung der Stöße der Gasmoleküle erklärt.

Die atomistische Struktur der Materie wurde dann endgültig und überzeugend belegt durch die *Interferenzerscheinungen* beim Durchleuchten von Kristallen mit Röntgenstrahlen (insbesondere M. von Laue, 1879–1960) und durch den Nachweis der Spuren einzelner Atome in der *Wilsonschen Nebelkammer* (C.T.R. Wilson, 1869–1959). Die Atome wurden damit als die kleinsten, mit chemischen Mitteln nicht mehr teilbaren Bausteine der Materie erkannt.

1.1.2 Das periodische System der Elemente

Nach dem *Avogadroschen Gesetz* (A. Avogadro, 1776–1856) ist die in einem bestimmten Gasvolumen bei gleichem Druck und gleicher Temperatur enthaltene Zahl an Molekülen stets gleich, nach J. Loschmidt (1821–1895) bei Normalbedingungen $26{,}9 \cdot 10^{18}$ Moleküle im cm^3. Durch Abwiegen der unter gleichen Bedingungen in dem gleichen Volumen enthaltenen Gase lassen sich danach die relativen Atomgewichte bestimmen.

Auf dieser Grundlage und unter Berücksichtigung des chemischen Verhaltens haben im Jahre 1869 D. I. Mendelejew (1834–1907) und L. Meyer (1830–1895) unabhängig voneinander das *periodische System* der Elemente aufgestellt, in dem die Elemente, geordnet nach steigendem Atomgewicht, derart in einem System von Zeilen und Spalten angeordnet sind, daß in jeder Spalte untereinander Elemente mit ähnlichen chemischen Eigenschaften stehen (Übersicht 1). Damals mußten noch zahlreiche Plätze des Schemas leergelassen werden. Diese Elemente sind inzwischen sämtlich entdeckt worden, auch die in der Natur nicht vorkommenden Elemente 43 Technetium und 61 Promethium. Darüber hinaus führte die Weiterentwicklung der Atomphysik im zweiten Drittel dieses Jahrhunderts zur Entdeckung von wenigstens 13 »Transuranen«, d.h. künstlichen Elementen jenseits des letzten, im periodischen System der Elemente stehenden natürlichen Elements, des Urans. (Daß der Platznummer als *Ordnungszahl* besondere physikalische Bedeutung zukommt, wurde erst später erkannt.)

1.1.3 Aufbau des Atoms

Seit der Jahrhundertwende wissen wir, daß der Atomkern nicht unteilbar ist, seine Teile haben aber nicht mehr die Eigenschaften, die das chemische Verhalten des Elements bestimmen. Angeregt durch die 1895 erfolgte Entdeckung der Röntgenstrahlen (W. C. Röntgen, 1845–1923) lieferte 1896 A. C. Becquerel (1852–1908) durch den Nachweis der Radioaktivität des Urans erste Hinweise auf die *Existenz subatomarer Teilchen.* 1898 isolierten M. und P. Curie (1867–1934 und 1859–1906) aus der Joachimsthaler Pechblende das Radium, ein instabiles Element mit der Ordnungszahl 88, das sich unter Strahlung in ein anderes Element, das Edelgas Radium-Emanation oder Radon mit der Ordnungszahl 86, verwandelt, das seinerseits gleichfalls unter Strahlung weiter zerfällt. Wir kennen heute vier radioaktive

Zerfallsreihen. Drei von ihnen beginnen bei den letzten der in der Natur vorkommenden Elementen des periodischen Systems: die Uran-Radium-Reihe, die Uran-Aktinium-Reihe, die Thorium-Reihe. Die vierte Reihe beginnt bei dem Transuran Neptunium; sämtliche Reihen enden bei dem stabilen Blei.

Damit war die entscheidende Grundlage für die insbesondere durch E. Rutherford (1871–1937) begründete Erkenntnis gegeben, daß die Atome sich sämtlich aus drei Elementarteilchen, den *Protonen,* den *Neutronen*[1] und den *Elektronen,* zusammensetzen. Rutherford analysierte die beim radioaktiven Zerfall entstehenden drei Strahlenarten und entwickelte daraus seine radioaktive Zerfallstheorie (1903) und seine Theorie über den Aufbau des Atoms aus Atomkern und Elektronenhülle (1911).

Abb. 1: Ablenkung der α-, β- und γ-Strahlen im Magnetfeld

Die drei Strahlenarten unterscheiden sich durch ihre Fähigkeit, Stoffe zu durchdringen. Man nennt sie nach dem Vorschlag von A. C. Becquerel α-, β- und γ-*Strahlen.* α-Strahlen bestehen aus Heliumatomkernen, β-Strahlen aus Elektronen. Beide sind Korpuskularstrahlen, während γ-Strahlen elektromagnetischer Natur sind und in ihren wesentlichen Eigenschaften mit den Röntgenstrahlen übereinstimmen. Abb. 1 zeigt, wie sich diese drei Strahlenarten im Magnetfeld verhalten.

Der radioaktive Zerfall vollzieht sich unbeeinflußt von äußeren Umständen nach dem Exponentialgesetz, eine Tatsache, die die radioaktive Altersbestimmung nutzt. Die Zeit, nach welcher

[1] Entdeckt von Sir James Chadwick (1891–1974).

Übersicht 1: Das Periodensystem der chemischen Elemente

Periode	Reihe	Gruppe I (a b)	Gruppe II (a b)	Gruppe III (a b)	Gruppe IV (a b)	Gruppe V (a b)	Gruppe VI (a b)	Gruppe VII (a b)	Gruppe VIII (Gruppe VIIIb)			Gruppe 0 (Gruppe VIIIa)	Anzahl
1	I	1 H Wasser- stoff 1,008										2 He Helium 4,003	2
2	II	3 Li Lithium 6,940	4 Be Beryllium 9,013	5 B Bor 10,82	6 C Kohlenstoff 12,011	7 N Stickstoff 14,006	8 O Sauerstoff 16,000	9 F Fluor 19,00				10 Ne Neon 20,183	8
3	III	11 Na Natrium 22,990	12 Mg Magnesium 24,32	13 Al Aluminium 26,982	14 Si Silicium 28,09	15 P Phosphor 30,975	16 S Schwefel 32,066	17 Cl Chlor 35,457				18 Ar Argon 39,944	8
4	IV	19 K Kalium 39,100	20 Ca Calcium 40,08	21 Sc Scandium 44,96	22 Ti Titan 47,90	23 V Vanadin 50,95	24 Cr Chrom 52,01	25 Mn Mangan 54,94	26 Fe Eisen 55,85	27 Co Kobalt 58,94	28 Ni Nickel 58,71		
	V	29 Cu Kupfer 63,540	30 Zn Zink 65,38	31 Ga Gallium 69,72	32 Ge Germanium 72,60	33 As Arsen 74,91	34 Se Selen 78,96	35 Br Brom 79,916				36 Kr Krypton 83,80	18
5	VI	37 Rb Rubidium 85,48	38 Sr Strontium 87,63	39 Y Yttrium 88,92	40 Zr Zirkonium 91,22	41 Nb Niob 92,91	42 Mo Molyb- dän 95,95	43 Tc Technetium (99)	44 Ru Ruthe- nium 101,1	45 Rh Rho- dium 102,91	46 Pd Palla- dium 106,4		
	VII	47 Ag Silber 107,880	48 Cd Cadmium 112,41	49 In Indium 114,82	50 Sn Zinn 118,70	51 Sb Antimon 121,76	52 Te Tellur 127,61	53 J Jod 126,91				54 Xe Xenon 131,30	18

6	VIII	55 Cs Cäsium 132,91	56 Ba Barium 137,36	57 La * Lanthan 138,92	72 Hf Hafnium 178,50	73 Ta Tantal 180,95	74 W Wolfram 183,86	75 Re Rhenium 186,22	76 Os 77 Ir 78 Pt Osmium Iridium Platin 190,2 192,2 195,09		
	IX	79 Au Gold 197,00	80 Hg Quecksilber 200,61	81 Tl Thallium 204,39	82 Pb Blei 207,21	83 Bi Wismut 209,00	84 Po Polonium (210)	85 At Astat [210]		86 Rn Radon [222]	18
7	X	87 Fr Francium [223]	88 Ra Radium [226,05]	89 Ac ** Actinium [227]	104 Kurtscha- tavium	105					

* Lanthanoide

58 Ce Cer 140,13	59 Pr Praseodym 140,92	60 Nd Neodym 144,27	61 Pm Promethium [147]	62 Sm Samarium 150,35	63 Eu Europium 152,0	64 Gd Gadolinium 157,26	65 Tb Terbium 158,93	66 Dy Dysprosium 162,51	67 Ho Holmium 164,93
68 Er Erbium 167,27	69 Tm Thulium 168,94	70 Yb Ytterbium 173,04	71 Lu Lutetium 174,99						

** Actinoide

90 Th Thorium 232,05	91 Pa Protactinium [231]	92 U Uran 238,07	93 Np Neptunium [237]	94 Pu Plutonium [239]	95 Am Americium [241]	96 Cm Curium [243]	97 Bk Berkelium [247]	98 Cf Californium [249]	99 Es Einsteinium [254]
100 Fm Fermium [253]	101 Md Mendelevium [256]	102 No Nobelium (254)	103 Lr Lawrencium (257)						

Erklärung: Ordnungsnummer; chem. Zeichen
Bezeichnung des Elements
Atomgewicht

die ursprünglich vorhanden gewesene radioaktive Substanz zur Hälfte zerfallen ist, nennt man *Halbwertzeit T.* Sie ist ein Maß für die Instabilität des betreffenden Elements und variiert in sehr weiten Grenzen zwischen weniger als einer Millionstel Sekunde und mehr als einer Trillion Jahren. Als (mittlere) Lebensdauer τ wird die Zeit bezeichnet, in der die Anzahl der ursprünglich vorhandenen Kerne auf $\frac{1}{e}$ (e = 2,7183) abnimmt. Der reziproke Wert heißt *Zerfallskonstante* λ. Es gilt somit:

$$\tau = \frac{1}{\lambda} = \frac{T}{\ln 2} \simeq 1{,}44\,T.$$

Nach der vornehmlich von N. Bohr (1885–1962) und A. Sommerfeld (1868–1951) entwickelten Modellvorstellung besteht das Atom aus einem kompakten *Kern,* in dem fast die gesamte Masse vereinigt ist, und den in bestimmten Schalen diesen Kern umkreisenden Elektronen. Diese Hüllenelektronen sind negativ geladen und neutralisieren die positive Ladung des Kerns vollständig (neutrale Atome) oder weitgehend *(Ionen).*

Die Atomkerne werden aus positiv geladenen Protonen und ungeladenen Neutronen gebildet, beide Teilchen sind etwa gleich schwer und werden unter der Bezeichnung *Nukleonen* zusammengefaßt. Bei einem elektrisch neutralen Atom ist die Zahl der Protonen und Elektronen gleich groß.

Daß die Hüllenelektronen nur in bestimmten mit K, L, M, N, O, P und Q bezeichneten *Schalen* den Atomkern umkreisen, wird begründet durch die 1900 von M. Planck (1858–1947) formulierte *Quantenhypothese,* die aussagt, daß Strahlung unter Berücksichtigung der Frequenz nur in bestimmten Vielfachen des Planckschen Wirkungsquantums h emittiert werden kann. Die Elektronen streben stets dahin, ein möglichst niedriges Energieniveau, den Grundzustand, zu erreichen, d.h. die inneren Schalen, soweit »Plätze« vorhanden sind, zu besetzen: *K-Schale:* 2 Plätze (1. Periode: H, He); *L-Schale:* 8 Plätze (2. Periode: Li bis Ne); *M-Schale:* 18 Plätze, von denen zunächst nur 8 Plätze (3. Periode: Na bis Ar) aufgefüllt werden; sodann mit ähnlich gestaffelten Besetzungsregeln die *N-* und die *O-Schale* mit je 32 Plätzen (4. Periode: K bis Kr bzw. 5. Periode: Rb bis Xe); die *P-Schale* mit 18 Plätzen (6. Periode: Cs bis Rn) und die *Q-Schale* mit 8 Plätzen (7. Periode: Fr und folgende). Die Vorstellung, daß entsprechend den Quantenzuständen nur bestimmte »Plätze« besetzt werden können, wurde 1925 von W. Pauli (1900–1958) begründet. Die Schalenstruktur bestimmt

weitgehend den Aufbau des periodischen Systems der Elemente. Befinden sich die Elektronen nicht auf dem niedrigsten für sie möglichen Energieniveau, so spricht man von einem *angeregten Zustand.*

Die Quantenhypothese lieferte nicht nur eine Erklärung für das chemische Verhalten der Materie, sondern auch für das Auftreten der *Spektrallinien.* Ganz allgemein ist sie eines der Fundamente der modernen Atomphysik geworden, so insbesondere für die von L.V. de Broglie (geb. 1892), E. Schrödinger (1887 bis 1961), P.A.M. Dirac (geb. 1902) und W. Heisenberg (1901–1976) begründete und weiterentwickelte *Quantenmechanik.*

Nun wieder zum *Bohrschen Atommodell:* Die Zahl der Protonen eines Elementes ist die *Kernladungszahl,* die identisch ist mit der bereits erwähnten Ordnungszahl. Demgegenüber wird die *Massenzahl* durch die Summe der Zahl der Protonen und der Zahl der Neutronen bestimmt. Sie entspricht dem *Atomgewicht.* Das leichteste chemische Element, der Wasserstoff, hat als Kern nur ein Proton, das von einem Elektron umkreist wird. Das zweite chemische Element, das Helium, weist als Kern zwei Protonen und zwei Neutronen auf, die von zwei Elektronen umkreist werden. Der Kern des schwersten in der Natur vorkommenden Elements, des 1789 von M.H. Klaproth (1743–1817) entdeckten Urans, besteht aus 92 Protonen und 146 Neutronen; das ergibt eine Massenzahl von 238. In elektrisch neutralem Zustand wird es umkreist von 92 Elektronen (Abb. 2 veranschaulicht ein solches Uran-Atom.). Die physikalischen Symbole

92 Elektronen
⊕ 92 Protonen
○ 146 Neutronen

Abb. 2: Modell eines Uran-Atoms

$^{1}_{1}H$, $^{4}_{2}He$ ..... $^{238}_{92}U$
oder auch H_1, He_4 ...... U_{238}

sind danach leicht zu verstehen.

1.1.4 Isotope

Das chemische Verhalten eines Atoms wird ausschließlich durch die Zahl seiner Protonen, d.h. seine *Ordnungszahl* bestimmt. Jedes Atom mit 92 Protonen ist ein Uran-Atom. Das in der Natur vorkommende Uran enthält nun aber nicht nur Atome mit der Massenzahl 238, d.h. 238 Nukleonen, sondern mit einem Anteil von 0,71% auch solche mit der Massenzahl 235, das ergibt bei gleichfalls 92 Protonen nur 143 anstatt 146 Neutronen[2]. Natürliches Uran setzt sich also zusammen aus

99,29% $^{238}_{92}U$ (Uran 238) und 0,71% $^{235}_{92}U$ (Uran 235).

Diese beiden in der Kernladungszahl, d.h. im chemischen Verhalten übereinstimmenden Varianten unterscheiden sich nach der Zahl ihrer Neutronen und damit in der Massenzahl. Man bezeichnet sie als *Isotope.*

Im Laufe der Erdgeschichte hat sich das Massenverhältnis der beiden Uran-Isotope übrigens verändert. Vor rund 6 Milliarden Jahren setzte sich das in der Natur vorkommende Uran noch je etwa zur Hälfte aus Uran 235 und Uran 238 zusammen. Die Halbwertzeit des Uran 235 (710 Mio Jahre) ist kürzer als die des Uran 238 (4,5 Mrd Jahre). Der Anteil des leichteren Isotops hat sich deswegen in etwa 6 Mrd Jahren auf 0,71% verringert. Er wird sich in Zukunft weiter verringern[3].

[2] Daneben enthält das in der Natur vorkommende Uran noch Spuren eines Isotops mit der Massenzahl 234.

[3] 1972 stellten französische Wissenschaftler fest, daß ein Teil des in den Oklo-Minen in Gabun gefundenen Urans nur einen Gehalt an Uran 235 zwischen 0,621 und 0,640%, zum Teil aber auch einen Gehalt von 0,730% aufweist. Der Hochkommissar der französischen Atomenergiekommission, F. Perrin, erklärte diese Anomalie mit einer vor rund 2 Mrd Jahren dort stattgefundenen wahrscheinlich mehr als 2 Mio Jahre andauernden nuklearen Kettenreaktion, die bei dem damaligen Anreicherungsgrad des in der Natur vorkommenden Urans von etwa 3% wohl möglich war. In sechs Reaktionszonen auf einer Fläche von einigen tausend Quadratmetern wurden Temperaturen zwischen 280° und 400° erreicht. Fünf Tonnen Spaltprodukte, davon 2 Tonnen Plutonium 239, blieben am Platz, d.h. sind in den vergangenen 2 Mrd Jahren kaum weitergewandert. Die Kernspaltung ist somit keineswegs ein nur von Menschenhand herbeigeführtes Phänomen (C.F. von Weizsäcker 1975).

Die Methode der von W. S. Libby (1908 bis 1980) entwickelten *Altersbestimmung durch Kohlenstoff 14* beruht darauf, daß alle Organismen Kohlenstoff in Form von Kohlendioxyd aus der Luft aufnehmen. Die Luft setzt sich aber in einem konstanten Verhältnis aus verschiedenen Kohlenstoff-Isotopen zusammen, insbesondere dem stabilen Isotop 12 und – mit einem geringen Anteil – dem instabilen Isotop 14 mit einer Halbwertzeit von 5600 Jahren. Dieses instabile Isotop wird ständig durch die Höhenstrahlung aus Stickstoff nach der Formel

Stickstoff 14 + Neutron → Kohlenstoff 14 + Proton

neu gebildet. Sobald ein Organismus stirbt, hört die Assimilation von Kohlenstoff auf. Kohlenstoff 14 zerfällt mit der erwähnten Halbwertzeit, ohne ersetzt zu werden. Der Anteil dieses Isotops am Kohlenstoff dieses Organismus ist damit ein Indikator für sein Alter.

Allgemein zeigt sich, daß die überwiegende Zahl der Elemente aus Atomen verschiedener Neutronenzahl zusammengesetzt ist, also verschiedene Isotope aufweist (Soddy 1909 sowie Thomson und Aston 1913), und zwar bis zu 10 stabilen Isotopen (Zinn, Ordnungszahl 50); wenn man auch die künstlich radioaktiven Isotope berücksichtigt, bis zu 23 (Xenon 54). Nur ein stabiles Isotop enthalten Beryllium (4), Fluor (9), Natrium (11), Aluminium (13), Phosphor (15), Rubidium (37), Niob (41), Mangan (25), Jod (53), Cäsium (55), Wismut (83) und Thorium (90). Man kennt insgesamt etwa 300 stabile und mehr als 1000 radioaktive Kerne. Von diesen sind etwa 50 natürlich radioaktiv. Die Isotopie erklärt auch, warum die Massenzahlen der im periodischen System vorkommenden natürlichen Elemente nur ausnahmsweise ganzzahlig sind. Sie führt sogar dazu, daß die Reihenfolge nach den Atomgewichten gelegentlich von der Folge der Ordnungszahlen abweicht, so z.B. bei Tellur (Ordnungszahl 52, Atomgewicht 127,60) und Jod (Ordnungszahl 53, Atomgewicht 126,90).

Die für die Gewinnung von Kernenergie durch thermonukleare Fusion wichtigen Isotope des *Wasserstoffs* nennt Übersicht 2. Danach kommt auf 6500 Moleküle H_2O ein Molekül D_2O, d.h. in einer Tonne in der Natur vorkommenden Wassers sind 150 g *schweres Wasser* (1931 von H. Urey entdeckt), enthalten. Dieses schwere Wasser hebt sich vom gewöhnlichen Wasser durch verschiedene Eigenschaften ab: bei 0° C beträgt seine Dichte 1,105 sein Gefrierpunkt liegt bei 3,82° C und sein

Übersicht 2: Isotope des Wasserstoffs

	Symbol	Name des Kerns	Massenzahl	Kernladungszahl	Zahl der Neutronen	Vorkommen im natürlichen Wasserstoff	
Wasserstoff	^1_1H = H	Proton (p)	1	1	0	99,985%	stabil
Schwerer Wasserstoff (Deuterium)	^2_1H = D	Deuteron (d)	2	1	1	0,015%	stabil
Überschwerer Wasserstoff (Tritium)	^3_1H = T	Triton (t)	3	1	2	$\sim 10^{-17}$%	instabil

Siedepunkt bei 101,42° C. Diese letzte Eigenschaft gab übrigens den Anstoß zu seiner Entdeckung: Man hatte versucht, die genaue Dichte des Wassers zu messen, indem man es zunächst mehrfach durch Sieden reinigte und den Dampf kondensierte. Dabei sank die Dichte mehr und mehr, eine Feststellung, die sich aus der Tatsache erklärt, daß leichtes Wasser schneller siedet und sich deshalb im Dampf anreichert.

Der überschwere Wasserstoff, das *Tritium,* ist mit einer Halbwertzeit von etwa 12 Jahren radiokativ. Er verwandelt sich unter β-Strahlung in ein Heliumisotop. In der Natur kommt Tritium nur in Spuren vor.

1.1.5 Atomgewichte, elektrische Ladungen

Das Atom hat einen Durchmesser von nur 10^{-8} cm (ein Ångström [1 Å], das ist ein hundert-millionstel cm). Der Atomkern, der den wesentlichen Teil der Masse enthält, hat nur den zehntausendsten Teil des Durchmessers des Atoms, das sind nur rund 10^{-12} cm. Der Raum eines Atoms ist also fast leer. Die Masse eines umkreisenden Elektrons macht $\frac{1}{1840}$ der Masse des Protons oder Neutrons aus. Gelänge es, die Masse der Erde in einer Weise zu komprimieren, daß alle Zwischenräume ausgefüllt werden, so ergäbe diese dichteste Packung eine Kugel von nur 420 m Durchmesser und eine Dichte von $1{,}2 \cdot 10^{23}$ (g/cm³). Diese Erkenntnis ist wegweisend für die Theorie der letzten

Phasen der Sternentwicklung, nämlich die durch Gravitationskollaps verursachte Entstehung von *weißen Zwergen* (mittlere Dichten etwa 10^6 g/cm^3), von *Neutronensternen* (mittlere Dichten etwa 10^{13} g/cm^3) oder gar von nur indirekt nachweisbaren, lange Zeit nicht gesicherten *Kollapsaren* (black holes) mit noch höheren Dichten.

Nach dem Quantenprinzip ist auch die elektrische Ladung nicht unendlich teilbar. Die kleinste mögliche Ladung ist die *Elementarladung e.* Dies ist die (negative) Ladung eines Elektrons. Sie beträgt

$$e = 1{,}602 \cdot 10^{-19} \text{ Coulomb (C)},$$

1 C ist definiert als diejenige Ladung, die in einer Sekunde durch einen Strom von 1 Ampère transportiert wird.

Daten für die Masse und die Ladung der wichtigsten Elementarteilchen gibt Übersicht 3.

Übersicht 3: Kenndaten wichtiger Elementarteilchen und des Heliumkerns

	Masse in g	Ladung (e = Elementarladung)
Neutrino[a]	0	0
Proton (Wasserstoffkern)	$1{,}6723 \cdot 10^{-24}$	+ e
Neutron	$1{,}6746 \cdot 10^{-24}$	0
Elektron (β-Teilchen)	$0{,}9107 \cdot 10^{-27}$	− e
Positron[b]	$0{,}9107 \cdot 10^{-27}$	+ e
Heliumkern (α-Teilchen)	$6{,}634 \cdot 10^{-24}$	+ 2e

[a] Das bisher nicht erwähnte *Neutrino* ist ein Elementarteilchen, dessen Existenz zunächst im Zusammenhang mit der Erklärung des β-Zerfalls theoretisch gefordert (E. Fermi 1934) und später auch experimentell nachgewiesen wurde (F. Reiners und C.B. Cowan 1956). Da das Neutrino die »Ruhmasse« Null hat und auch elektrisch neutral ist, zeigt es nur außerordentlich geringe Wechselwirkungen mit Materie und vermag selbst Himmelskörper spurlos zu durchdringen.

[b] Das 1932 von C.D. Anderson in der kosmischen Strahlung aufgefundene *Positron* ist das Gegenstück (Antiteilchen) des Elektrons.

1.2.1 Kernkräfte

Die positiv geladenen 92 Protonen und 143 bzw. 146 Neutronen des Urankerns werden durch außerordentlich starke, nur auf kürzeste Entfernungen (etwa 10^{-12} cm) wirksame *Kernkräfte* oder *Bindungskräfte* zusammengehalten, sonst würden die positiven, in den Atomkernen nicht neutralisierten Ladungen der Protonen den Kern sprengen.

Die Gravitation, die das Verhalten großer Massen bestimmt, ist um viele Größenordnungen zu gering, um die Bausteine eines Atomkerns zusammenzuhalten. Die Kernkräfte treten somit als dritte Art von Elementarkräften neben die Schwerkraft und die elektromagnetischen Coulomb-Kräfte. Durch Überlagerung der nur auf kürzeste Entfernung wirkenden Kernkräfte und der einer solchen Begrenzung nicht unterliegenden Coulomb-Kräfte kommt es zur Ausbildung eines Potentialwalls um den Atomkern, der von positiven Teilchen überwunden werden muß, wenn sie in den Kern eindringen.

Eine geschlossene Theorie der Kernkräfte, ähnlich der Theorie der elektromagnetischen Kräfte, steht noch aus. Für unsere energetischen Überlegungen bedarf es auch nicht einer solchen Theorie. Hier genügt zur Kennzeichnung der Rolle der Kernkräfte der von A. Einstein (1879–1955) aus der speziellen Relativitätstheorie (1905) hergeleitete *Satz von der Äquivalenz der Masse und der Energie:*

Energie E = Masse m · Quadrat der Lichtgeschwindigkeit c
(c = 299 793 km/sec)

Jeder Form von Energie E ist die Masse $m = \frac{E}{c^2}$ äquivalent, und jede Masse m stellt zugleich eine Energie $E = m \cdot c^2$ dar. Mit dieser Feststellung wurden die Prinzipien von der Erhaltung der Masse und von der Erhaltung der Energie relativiert und die Newtonsche Mechanik (I. Newton 1643–1727) als eine Gesetzmäßigkeit erkannt, die nur unter bestimmten Bedingungen gilt.

Den Zusammenhang zwischen den Kernkräften und dem Äquivalenzgesetz zeigt schon die Übersicht 3. Ein α-Teilchen, das einem Heliumkern entspricht, besteht aus zwei Protonen und zwei Neutronen, hätte also rechnerisch eine Masse von

$$(2 \cdot 1{,}6723 + 2 \cdot 1{,}6746) \cdot 10^{-24}\,g \approx 6{,}694 \cdot 10^{-24}\,g.$$

Wie Übersicht 3 ausweist, liegt dessen Masse aber mit $6{,}634\,g \cdot 10^{-24}\,g$ um etwa 0,9% niedriger. Nach dem Einsteinschen Äquivalenzgesetz entspricht dieser *Massendefekt* der *Bindungsenergie des Heliumkerns:* diese Energie wird frei, wenn zwei Protonen und zwei Neutronen zu einem Heliumkern verschmelzen *(fusionieren),* sie muß aufgebracht werden, um den Heliumkern wieder in seine vier Bausteine zu spalten.

Dieser Massendefekt wird regelmäßig nicht in Massen-, sondern in Energieeinheiten ausgedrückt, und zwar in Millionen Elektronenvolt (MeV)[4] unter Zugrundelegung der Äquivalenzen

$$1\ \text{MeV} = 1{,}602 \cdot 10^{-6}\ \text{erg}\ (\text{cm}^2\text{g s}^{-2})$$

und nach Einstein

$$1\ \text{erg} = 1{,}114 \cdot 10^{-21}\ g$$

oder umgekehrt

$$1\ g = 8{,}978 \cdot 10^{20}\ \text{erg}$$

(Übersicht 4 gibt die Umrechnungsfaktoren zwischen den wichtigen Energie- und Leistungseinheiten.)

Die dem Massendefekt entsprechende Bindungsenergie des Heliumkerns beträgt 28,3 MeV.

Die Verschmelzung von 1 kg Helium aus Protonen und Neutronen setzt eine Energie von rund 190 Mio kWh frei[5].

Der Aufbau eines Heliumatoms aus vier Wasserstoffatomen liefert den ganz überwiegenden Anteil der Energie der Sonne, wie auch aller Sterne der Hauptreihe des sogenannten Hertzsprung-Russell-Diagramms (E. Hertzsprung, 1873–1967, H. N. Russell, 1877–1957). Wir unterscheiden dabei zwei Zyklen, den in durchschnittlich 336 Mio Jahren ablaufenden, 1938 von H. A. Bethe (geb. 1906) und C. F. v. Weizsäcker (geb. 1912) entdeckten *Bethe-Weizsäcker-Zyklus* oder auch *Kohlenstoff-Stickstoff-Zyklus,* bei welchem Kohlenstoff als Katalysator wirkt und Stickstoffisotope Übergangskerne sind, und den in durchschnittlich 14 Milliarden Jahren ablaufenden *Proton-Proton-Zyklus,* bei welchem sich Helium aufbaut, ohne daß Zwischenkerne gebildet werden. Man beachte, daß diese Prozesse trotz

[4] Ein *Elektronenvolt* ist die Arbeit, die erforderlich ist, um ein Elektron mit der Ladung e gegen eine Spannungsdifferenz von einem Volt zu bewegen.

[5] 1 Grammatom Helium 4 (Atomgewicht 4,0026), d. h. 4,0026 g Helium, besteht aus $6{,}025 \cdot 10^{23}$ Atomen (Loschmidt-Zahl); 1 kg Helium somit aus $1{,}505 \cdot 10^{26}$ Atomen. Die Bindungsenergie je Heliumatom beträgt 28,3 MeV, je kg Helium somit $4{,}259 \cdot 10^{27}$ MeV oder $1{,}895 \cdot 10^{8}$ kWh.

Übersicht 4: Umrechnungen von physikalischen Maßeinheiten für Energie (vgl. dazu Übersicht 21, S. 114)

	kWh	cal	J
1 kWh =	1	$0{,}8601 \cdot 10^{6}$	$3{,}60 \cdot 10^{6}$
1 cal (15° C) =	$1{,}163 \cdot 10^{-6}$	1	4,185
1 J = 1 Ws =	$0{,}278 \cdot 10^{-6}$	0,239	1
1 erg =	$27{,}8 \cdot 10^{-15}$	$23{,}9 \cdot 10^{-9}$	10^{-7}
1 MeV =	$44{,}5 \cdot 10^{-21}$	$38{,}28 \cdot 10^{-15}$	$0{,}160 \cdot 10^{-12}$
1 g =	$24{,}94 \cdot 10^{6}$	$21{,}45 \cdot 10^{12}$	$89{,}8 \cdot 10^{12}$

	erg	MeV	g
1 kWh =	$0{,}360 \cdot 10^{14}$	$22{,}47 \cdot 10^{18}$	$40{,}10 \cdot 10^{-9}$
1 cal (15° C) =	$41{,}85 \cdot 10^{6}$	$26{,}13 \cdot 10^{12}$	$46{,}62 \cdot 10^{-15}$
1 J = 1 Ws =	10^{7}	$6{,}24 \cdot 10^{12}$	$11{,}14 \cdot 10^{-15}$
1 erg =	1	$0{,}624 \cdot 10^{6}$	$1{,}114 \cdot 10^{-21}$
1 MeV =	$1{,}602 \cdot 10^{-6}$	1	$1{,}784 \cdot 10^{-27}$
1 g =	$0{,}898 \cdot 10^{21}$	$0{,}5604 \cdot 10^{27}$	1

1 mkp (Meterkilopond) = 9,80665 J

Wichtige Leistungseinheiten (Energie = Leistung × Zeit):
1 W (Watt) = 10^{7} erg/s = 0,8601 kcal/h
1 GW (Gigawatt) = 1000 MW (Megawatt) = 1 Mio kW = 1 Mrd W

des hohen Drucks und der hohen Temperatur im Mittelpunkt der Sonne (221 Mrd Atmosphären, 15 Mio Grad Celsius) nur sehr langsam ablaufen. Die Kernzone der Sonne, in der die Energieerzeugung stattfindet, nimmt auch nur eine Kugel mit 20% des Sonnenradius oder 8‰ des Sonnenvolumens ein.

Die Sonne verliert durch diese beiden Kernprozesse in jeder Sekunde 4,2 Millionen Tonnen an Masse. Wären diese beiden Zyklen die einzige Quelle der Energieerzeugung der Sonne, so könnte die auf diesem Prozeß bereits seit rund 4,5 Milliarden Jahren beruhende Strahlung der Sonne noch über weitere rund 105 Milliarden Jahre aufrechterhalten werden. Die Energieabgabe (Gesamtstrahlung) der Sonne beträgt $3{,}8 \cdot 10^{26}$ Watt, davon trifft weniger als der zweimilliardste Teil, nämlich

$178 \cdot 10^{15}$ Watt (178000 Terawatt) oder jährlich $1{,}56 \cdot 10^{18}$ kWh (1,56 Mrd TWh) den Erdquerschnitt. 35% dieser Strahlung werden in der oberen Atmosphäre reflektiert[6].

Tatsächlich wird der Aufbau von Helium aus Wasserstoff – das *Wasserstoff-Brennen* – nur noch etwa 3,5 Milliarden Jahre lang die vorherrschende Quelle der Energieerzeugung sein. Wie E. E. Salpeter Anfang der fünfziger Jahre feststellte, baut sich in dem dann folgenden Stadium das inzwischen angereicherte Helium zu Beryllium und zu Kohlenstoff auf – *Helium-Brennen* –, später verbindet sich der Kohlenstoff mit Helium zu noch schwereren Elementen – *Kohlenstoff-Brennen* –, schließlich spielt auch die Gravitationsenergie eine entscheidende Rolle. Mit Einsetzen des Helium-Brennens wird die Sonne schnell zu einem roten Riesenstern mit einem etwa 400mal so großen Durchmesser und etwa 10000-facher Leuchtkraft. Alles organische Leben auf der Erde wird dann ein Ende finden.

Auch in einer Wasserstoffbombe wird die durch Verschmelzung von Wasserstoffatomen zu Helium entstehende Energie freigesetzt. Diesen Prozeß kontrolliert zu nutzen, ist das Ziel der Bemühungen um die *thermonukleare Fusion* – die Kernfusion –, auf die später eingegangen wird (S. 102). (Nur zur Illustration des Potentials dieser Entwicklung sei hier bemerkt, daß zur Deckung des derzeitigen Jahresenergiebedarfs der Erde von rund 10 Mrd Tonnen Steinkohleeinheiten, das sind $70 \cdot 10^{15}$ Kilokalorien (kcal) (Steinkohle gerechnet zu 7000 kcal/kg), oder von $81 \cdot 10^{12}$ Kilowattstunden (1 kWh = 860 kcal) die Verschmelzung von 430 Tonnen Wasserstoff zu Helium ausreichen würde (1 kg ergibt 190 Mio kWh).

Zurück zur Kernphysik: Die *Bindungsenergie* eines Atomkerns, d.h. die Kräfte, die ihn zusammenhalten, nimmt – abgesehen von Unregelmäßigkeiten bei einigen Kernen sehr niedriger Ordnungszahl, insbesondere beim Wasserstoff (1) und beim Lithium (3) – mit steigender Ordnungszahl je Proton um durchschnittlich etwa 8 Tausendstel Masseneinheiten (eine Masseneinheit entspricht $1{,}66 \cdot 10^{-24}$ g oder 931 MeV) zu und

[6] Die die Erde treffende kurzwellige Strahlung der Sonne entspricht einer Leistung von $178 \cdot 10^{15}$ Watt oder $42{,}5 \cdot 10^{12}$ kcal/s. Hiervon werden etwa $40 \cdot 10^{12}$ Watt, d.i. 0,225‰, durch Photosynthese gespeichert. Der dadurch in rund 700 Mio Jahren geschaffene Vorrat an fossilen Brennstoffen wird zur Zeit mit einer Rate $7 \cdot 10^{12}$ Watt oder $16{,}8 \cdot 10^{8}$ kcal/a oder $7{,}6 \cdot 10^{9}$ Tonnen Steinkohlenäquivalent jährlich genutzt (Zahlen nach M. R. Gustavson, M. K. Hubbert, B. I. A. Bard und H. Grümm).

Abb. 3: Mittlere Bindungsenergie eines Nukleons im Kern in Abhängigkeit von der Massenzahl

erreicht beim Uran 238 fast zwei volle Masseneinheiten. Alle 238 Nukleonen würden, einfach addiert, nahezu ein Atomgewicht von 240 ergeben.

Je Nukleon gerechnet, steigt die Bindungsenergie, die für Helium ein Viertel von 28,3 MeV, das sind 7,1 MeV, beträgt und im übrigen für die leichten Kerne recht niedrig ist, bis zu den mittelschweren Kernen an: sie liegt bei den Massenzahlen zwischen 40 und 120 am höchsten und sinkt bei den schweren Kernen auf einen Betrag ab, der etwa 0,9 MeV unter dem Maximum liegt (vgl. Abb. 3).

Die Kurve läßt erkennen, daß nicht nur durch Verschmelzen leichter Kerne Bindungsenergie freigesetzt, also Energie gewonnen werden kann, sondern auch durch die für die heutige Kernenergiegewinnung charakteristische *Spaltung schwerster Kerne.* Wenn es daher gelänge, einen Uran-Atomkern (Massenzahl 238 oder 235) in zwei nicht allzu verschieden große mittelschwere Kerne zu spalten, würden etwa 0,9 MeV je Nukleon, das sind insgesamt rund 200 MeV je Urankern, frei. Das entspräche rund 24 Mio kWh je kg Uran.

1.2.2 Die Spaltung schwerer Kerne

Diese Energiequelle wurde durch die im November und Dezember 1938 im Kaiser-Wilhelm-Institut für Chemie in Berlin-Dahlem durchgeführten Experimente der Chemiker O. Hahn (1879–1968) und F. Strassmann (1902–1980) erschlossen. An der Vorbereitung hatte die 1938 nach Schweden emigrierte Physikerin Lise Meitner (1878–1968) maßgebend mitgewirkt. Bei diesen Experimenten gelang es, Urankerne durch Beschuß mit Neutronen zu spalten und die Spaltprodukte – zuerst Barium – nachzuweisen[7]. E. Fermi (1901–1954) hatte bereits 1934 ähnliche Experimente angestellt, die Resultate aber nicht zutreffend gedeutet.

Wie bereits festgestellt wurde, besteht natürliches Uran zu 99,29% aus dem Isotop 238 und zu 0,71% aus dem Isotop 235. Entscheidend ist zunächst nur das letztere. Dieses hat eine Bindungsenergie von etwa 6,5 MeV je Nukleon. Hahn und Strassmann bestrahlten bei ihren Versuchen Uran mit Neutronen, und zwar mit solchen, deren Geschwindigkeit durch einen Moderator auf etwa 2000 m/sec reduziert wurde – man nennt sie *thermische Neutronen*. Entgegen ihren Erwartungen entstanden dabei nicht Transurane mit Ordnungszahlen über 92, sondern Kerntrümmer mittleren Atomgewichts nach der folgenden *Kernspaltungsformel*[8]:

[7] Hahn und Strassmann hatten große Mühe, sich von den für die Naturwissenschaften wahrhaft umwälzenden Ergebnissen ihres Experiments zu überzeugen. In ihrer ersten Veröffentlichung unter dem Titel ›Über den Nachweis und das Verhalten der bei der Bestrahlung des Urans mittels Neutronen entstehenden Erdalkalimetalle‹ in der Zeitschrift ›Die Naturwissenschaften‹ vom 6. Januar 1939 (S. 11ff.) führten sie noch vorsichtig aus: »Wir kommen zu dem Schluß: Unsere ›Radium-Isotope‹ haben die Eigenschaften des Barium; als Chemiker müßten wir eigentlich sagen, bei den neuen Körpern handelt es sich nicht um Radium, sondern um Barium, denn andere Elemente als Radium oder Barium kommen nicht in Frage.« Und weiter: »Als der Physik in gewisser Weise nahestehende ›Kernchemiker‹ können wir uns zu diesem, allen bisherigen Erfahrungen der Kernphysik widersprechenden Sprung noch nicht entschließen. Es könnten doch noch vielleicht eine Reihe seltsamer Zufälle unsere Ergebnisse vorgetäuscht haben.« Erst nach neuerlichen Messungen waren Hahn und Strassmann von der Richtigkeit des Befundes endgültig überzeugt. Daher erhielt die zweite Veröffentlichung in der gleichen Zeitschrift am 10. Februar 1939 (S. 89ff.) den Titel ›Nachweis aktiver Bariumisotope aus Uran und Thorium durch Neutronenbestrahlung, Nachweis weiterer aktiver Bruchstücke bei der Uranspaltung‹.

[8] Bei Kernreaktionen bleiben die Summen der Protonen bzw. Kernladungszahlen (untere Indizes) und der Nukleonen (obere Indizes) stets erhalten: $92 = 36 + 56$; $235 + 1 = 236 = 89 + 144 + 3$. Die Zahl der Neutronen ist gleich der Differenz zwischen der Zahl der Nukleonen und der Zahl der Protonen.

$$^{235}_{92}U + ^{1}_{0}n \rightarrow ^{236}_{92}U \rightarrow ^{89}_{36}Kr + ^{144}_{56}Ba + 3\,^{1}_{0}n$$

Ausgangskern (Spaltstoff)	thermisches Neutron 2000 m/sec	kurzlebiges Zwischenprodukt	hier Krypton	hier Barium	3 Neutronen
			(als Beispiele häufiger Spaltprodukte)		

Die Kerne der dabei entstehenden *Spaltprodukte*[9] (hier Krypton und Barium) stoßen sich wegen ihrer positiven Ladungen im Augenblick der Entstehung ab und fliegen mit großer Geschwindigkeit auseinander. Abb. 4 gibt eine Vorstellung von dem Vorgang der Spaltung.

Abb. 4: Schema der Spaltung eines Uran-Atoms

Die Möglichkeit, Kerne hoher Ordnungszahl durch Neutronen zu spalten, erklärt sich aus der relativ geringen Stabilität dieser Kerne. Die sämtlich positiv geladenen Protonen werden nur durch die von den Kernbindungskräften ausgehende Oberflächenspannung zusammengehalten. Es genügt im Falle des Uran 235 schon die geringe Anregung, die ein thermisches Neutron auslöst, um dieses Gleichgewicht zu stören. Der Kern kommt zunächst in Schwingungen, Teile des Kerns geraten dadurch außerhalb der Reichweite der Kernbindungskräfte, es entsteht eine Einschnürung, schließlich zerreißt der Kern wegen der abstoßenden Coulombkräfte. Dabei bilden sich zwei – gelegentlich auch drei – zumeist ungleiche Teilkerne und einige Neutronen.

[9] Wohl zu unterscheiden von den *Spaltstoffen,* d.h. Stoffen, die mit Neutronen gespalten werden können: Thorium, Uran, Plutonium etc.

Abb. 5: Ausbeutekurve der Spaltprodukte des Uran 235/236 bei Spaltung durch thermische Neutronen

Abb. 5 zeigt die relative *Häufigkeit der Spaltprodukte* des Uran 235 nach Massenzahlen. Die höchsten Häufigkeiten erreichen im ersten Maximum Strontium 89 und 90, Yttrium 91, Zirkonium 95 und Ruthenium 103, und im zweiten Maximum Xenon 133, Cäsium 137, Barium 140, Cer 141 und 144, Praseodym 143 und Promethium 147. Die meisten Spaltprodukte sind β-radioaktiv und gehen erst über mehr oder minder lange Zerfallsreihen in stabile Endprodukte über. Wegen seiner langen Halbwertzeit von 28 Jahren ist das Strontium 90 als radioaktiver Strahler besonders gefährlich.

Es hat sich gezeigt, daß nicht nur die Kerne des Uran 235 spaltbar sind. Mit Teilchenbeschleunigern, die Ionen auf größte Energien bringen, etwa dem Zyklotron SPS des CERN in Genf, mit dem Protonen auf eine Energie von 400 Mrd Elektronenvolt beschleunigt werden können, lassen sich fast alle schweren Kerne bis herunter zum Platin (Ordnungszahl 78), gelegentlich sogar mittelschwere Kerne, spalten. Die Instabilität eines Kerns hängt in erster Linie ab von dem Verhältnis seiner Neutronen und Protonen:

$$\frac{\text{Massenzahl} - \text{Ordnungszahl}}{\text{Ordnungszahl}}$$

Dieses Verhältnis steigt mit zunehmender Massenzahl bis zu dem Höchstbetrag von etwa 1,55 am Ende des periodischen

Systems der Elemente. Je größer die Zahl der Protonen ist, um so weniger sind die Kernkräfte in der Lage, der gegenseitigen Abstoßung entgegenzuwirken. Oberhalb der Massenzahl 200 sind alle Kerne radioaktiv. Das bekannteste Beispiel für den radioaktiven Zerfall liefert das von dem Ehepaar P. und M. Curie entdeckte *Radium,* das sich bei einer Halbwertzeit von 1620 Jahren unter Aussendung eines α-Teilchens spontan in Radium-Emanation oder Radon verwandelt:

$$^{226}_{88}\mathrm{Ra} \rightarrow {}^{222}_{86}\mathrm{Em} + {}^{4}_{2}\mathrm{He}$$

Die bei der Spaltung eines Atoms Uran 235 entstehende Gesamtenergie von rund 200 MeV ist, wie Übersicht 5 zeigt, komplex zusammengesetzt:

Übersicht 5: Zusammensetzung der bei der Spaltung von Uran 235 freiwerdenden Energie

Energieart	MeV	Nutzbarkeit
kinetische Energie der Spaltprodukte	168	unmittelbar in Wärme umgesetzt
kinetische Energie der Spaltneutronen	5	
prompte Gamma-Strahlung	5	
Betastrahlung der radioaktiven Spaltprodukte	7	verzögert freigesetzt
Gammastrahlung der radioaktiven Spaltprodukte	6	
Neutrinoenergie	11	nicht nutzbar
	202	

Die freigesetzte Energie ist um viele Potenzen stärker als bei chemischen Prozessen, die nur die äußerst schwach gebundenen Hüllenelektronen betreffen. 190 MeV je Atom Uran 235 bedeutet (die ungenutzt entweichende Energie der Neutrinos nicht berücksichtigt): die Spaltung von einem Kilogramm des Uranisotops 235 setzt 22 Mio kWh oder 17,5 Mrd kcal frei[10], dies entspricht der Verbrennungsenergie von 2500 Tonnen Steinkohle zu 7000 kcal/kg, d.h. die Energieausbeute je kg Brenn-

[10] Genau $\frac{190 \cdot 6{,}025 \cdot 10^{26}}{235{,}04} = 4{,}87 \cdot 10^{26}\,\mathrm{MeV} = 21{,}7 \cdot 10^{6}\,\mathrm{kWh} = 18{,}7 \cdot 10^{9}\,\mathrm{kcal}$ ohne die Energie der Neutrinos ($6{,}025 \cdot 10^{26}$ = Loschmidt-Zahl; 235,04 = Atomgewicht des Uran 235).

stoff ist 2,5 Millionen mal so hoch wie bei Verbrennung von Steinkohle. Eine Faustformel lautet: Die Spaltung von einem Gramm Uran 235 setzt eine thermische Energie von etwa einem Megawatt-Tag (MWd), das sind 24000 kWh, frei[11]. Vgl. die nachstehende Übersicht über die Ergiebigkeit verschiedener Energiequellen. Es entstehen aus

1 kg Masse bei vollständiger Zerstrahlung	25 Mrd kWh
1 kg Wasserstoff durch Verschmelzung zu Helium	190 Mio kWh
1 kg Uran 235 bei Spaltung	22 Mio kWh
1 kg Kohle (7000 kcal/kg) durch Verbrennung	8,1 kWh

Übersicht 6 zeigt die Aktivierungs- und Bindungsenergien auch für die bei Kernspaltungen entstehenden Isotope Plutonium 239 und Uran 233 und für das in der Natur vorkommende Thorium 232.

Übersicht 6: Aktivierungsenergie von Atomkernen hoher Ordnungszahl und Bindungsenergie für das letzte Neutron dieser Kerne

	Zur Spaltung erforderliche Energie	Bindungsenergie des eingefangenen Neutrons
$^{232}_{90}Th$	7,5 MeV	5,4 MeV
$^{233}_{92}U$	6,0 MeV	7,0 MeV
$^{235}_{92}U$	6,5 MeV	6,8 MeV
$^{238}_{92}U$	7,0 MeV	5,5 MeV
$^{239}_{96}Pu$	5,0 MeV	6,6 MeV

Quelle: Riezler-Walcher, Kerntechnik. 1958, S. 23

[11] Es ist zu beachten, daß in Kernreaktoren niemals alle Atome des Uran 235 gespalten werden. Es werden aber auch andere in der Kernladung bereits vorhandene oder im Reaktor erzeugte Isotope gespalten, insbesondere Uran 238. Der Vergleich der Energieausbeuten ist daher ungenau.

Die Übersicht macht deutlich, daß das zu 99,3% im natürlichen Uran enthaltene Isotop 238 nicht in gleicher Weise wie das Isotop 235 spaltbar ist, denn die erforderliche *Aktivierungsenergie* von 7,0 MeV (die Energie, die zur Spaltung des Uran 238 erforderlich ist) ist höher als die Bindungsenergie von 5,5 MeV (die Energie, die bei Aufnahme des letzten Neutrons in den Kern des Uran 238 frei wird).

Die Beschießung von Uran 238 durch (langsame) Neutronen löst einen anderen Kernprozeß aus: Nach Ausstrahlung von zwei Elektronen verwandelt sich Uran 238 in ein *Transuran*, ein Prozeß, den Hahn und Strassmann seinerzeit auch für das Isotop 235 erwarteten. Es gilt die folgende Formel:

$$^{238}_{92}U + ^{1}_{0}n \rightarrow ^{239}_{92}U \rightarrow ^{0}_{-1}e + ^{239}_{93}Np \rightarrow ^{0}_{-1}e + ^{239}_{94}Pu$$

$^{238}_{92}U$	$^{1}_{0}n$	$^{239}_{92}U$	$^{0}_{-1}e$	$^{239}_{93}Np$	$^{0}_{-1}e$	$^{239}_{94}Pu$
Ausgangskern (Brutstoff)	thermisches Neutron	Zwischenprodukt (nicht stabil)	β-Teilchen 23 Min.[12]	Neptunium (nicht stabiles Zwischenprodukt)	β-Teilchen 2,3 Tage[12]	Plutonium 239 als spaltbares Endprodukt

Dieser Prozeß, bei dem das in der Natur nicht vorkommende Plutonium (Pu) entsteht[13], wird als *Brüten* (breeding) bezeichnet. Nur schnelle, d.h. ungebremste Neutronen vermögen auch

Übersicht 7: Zahl ν (Ny) der je Spaltung entstehenden Spaltneutronen

Spaltstoff	bei »thermischer« Spaltung	bei Spaltung durch schnelle Neutronen
Uran 233	2,51 ± 0,03	2,60 – 2,70
Uran 235	2,47 ± 0,03	2,65 – 2,90
Uran 238	2,30	2,45 – 2,65
Plutonium 239	2,91 ± 0,04	2,98 – 3,10
Plutonium 241	3,00	–

[12] Halbwertzeiten.

[13] Nach neueren Feststellungen kommt Plutonium, entstanden durch Zerfallsprozesse, in geringen Mengen auch in der Natur vor.

3. Generation:
3x9 Neutronen
2. Generation:
3x3 Neutronen
1. Generation:
3 Neutronen
Ein auslösendes Neutron
Urankern
Neutron
Spaltprodukt

Abb. 6: Schema einer Kettenreaktion unter der Annahme, daß bei jeder Spaltung drei Neutronen frei werden und nicht verlorengehen

das Uran-Isotop 238 zu spalten. Diese Neutronen bringen die zwischen 5,5 und 7,0 MeV fehlende Energie als Bewegungsenergie mit.

Für die praktische Nutzung der aus der Spaltung von Kernen freiwerdenden Energie ist nun die Tatsache entscheidend, daß bei jeder Spaltung zwei bis drei Neutronen (beim Uran 235 im Mittel 2,47) frei werden. Diese Neutronen können weitere Urankerne spalten, so daß eine *Kettenreaktion* möglich ist, wie sie Abb. 6 zeigt.

Übersicht 7 gibt neuere Werte für die bei den verschiedenen Kernspaltungsprozessen frei werdenden Spaltneutronen.

1.2.3 Von der ersten Urankernspaltung zur Atombombe

Die am 6. Januar 1939 in der Zeitschrift ›Naturwissenschaften‹ publizierten Ergebnisse der Experimente von Hahn und Strassmann haben die physikalische Welt aufgerüttelt. Schon sehr früh wurde erkannt, daß dabei je Atom Energie in einer Größenordnung von 200 MeV frei wird (L. Meitner, S. Flügge), ebenso, daß die Zahl der sekundären Spaltungsneutronen ausreichen wird, um eine Kettenreaktion aufrechtzuerhalten (O. R. Frisch, H. von Halban, L. Kowarski u. a.). In den Vereinigten Staaten führte dies zu der durch einen Brief von A. Einstein an den amerikanischen Präsidenten F. D. Roosevelt vom 6. August

1939, d.h. noch vor Kriegsausbruch, initiierten Aufnahme des Manhattan-Projekts zur Entwicklung der Atombombe[14], in der eine unkontrollierte Kettenreaktion des eingesetzten Kernbrennstoffs schlagartig stattfindet. Das Projekt, an dem zeitweilig 120000 Personen mitwirkten, beanspruchte 2 Milliarden Dollar; bis 1945 wurde es von J. R. Oppenheimer (1904–1967) geleitet.

Eine nukleare Kettenreaktion kann nur erreicht werden, wenn nicht zu viele der durch Spaltung entstehenden Neutronen verlorengehen, insbesondere nach außen entweichen, ohne daß sie neue Spaltungen auslösen. Dazu muß die Bombe hinreichend groß sein. Nach einer von W. Heisenberg angestellten theoretischen Überlegung wissen wir, daß in einer Kugel aus reinem Uran 235 mit 8,4 cm Radius und damit 50 kg Gewicht eine Kettenreaktion mit schnellen Neutronen aufrechtzuerhalten ist. Dies ist die *kritische Masse*, die durch einen Reflektor, der die austretenden Neutronen zurückwirft, verringert werden kann[15]. Mengen an Uran 235, die nicht die so bestimmte kritische Masse erreichen, lösen in keiner denkbaren Anordnung eine Kettenreaktion aus. Ist in einer geeigneten Anordnung die kritische Masse aber erreicht, so erfolgt die Explosion innerhalb von etwa 10^{-9} Sekunden. Es kommt dabei darauf an zu verhindern, daß die bei den ersten Reaktionen auftretende Wärmeentwicklung die Kernbrennstoffe zu schnell auseinandertreibt. Zu diesem Zweck werden die zunächst in ausreichendem Abstand voneinander gelagerten unterkritischen Teilmassen des Kernbrennstoffs im Wege einer mit konventionellem Sprengstoff erzeugten konzentrisch nach innen wirkenden Explosion, einer »Implosion«, aufeinander zugeschossen. Bei vollständiger, praktisch aber nicht erreichbarer Spaltung entsteht je Kilogramm Uran 235 eine Energie, die 20000 t (20 kt) des herkömmlichen Sprengstoffs Trinitrotoluol (TNT) entspricht. Demgemäß wird die Sprengenergie von Atombomben in Tonnen TNT ausgedrückt: von 1 kt (1000 Tonnen) bei Spaltungsbomben bis 60 Mt (60 Mio Tonnen) bei Wasserstoffbomben.

Der Weg zur ersten *unkontrollierten* Kettenreaktion, d.h. zur Atombombe, führte in den USA über eine *kontrollierte*. Dieser erste *Atomreaktor* CHICAGO-PILE-1 wurde im Rahmen des Manhattan-Projekts unter Leitung von E. Fermi (1901–1954)

[14] Vgl. Stephane Crueff, Manhattan-Projekt. Boston, Toronto 1967.

[15] Für Plutonium 239 in wäßriger Lösung, das mit einem Reflektor umgeben ist, ist die kritische Masse geringer.

auf einem Sportplatz bei Chicago in Gang gebracht. Dieser Reaktor, der Graphit zur Abbremsung der freiwerdenden schnellen Neutronen auf »thermische« Geschwindigkeiten benutzte, wurde am 2. Dezember 1942 kritisch. Mit diesem epochalen Ereignis war die Möglichkeit einer *kontrollierten* Kettenreaktion erwiesen. Die verschlüsselte Mitteilung über diesen Erfolg ist in die Geschichte eingegangen: »Der italienische Seefahrer ist in der Neuen Welt gelandet.«

Die in erster Linie auf die Forschungen von E. Bagge, K. Diebner, S. Flügge, W. Gerlach, C. F. von Weizsäcker und K. Wirtz gegründeten deutschen Versuche unter Leitung von W. Heisenberg und W. Bothe waren zunächst erfolgversprechend, führten aber aus Materialmangel nicht zu einem sich selbst erhaltenden Reaktor. Der am Ende des Krieges zerstörte Versuchsreaktor in Haigerloch/Württemberg war nur mit 85% der benötigten kritischen Mindestmenge versorgt.

In den Vereinigten Staaten wurde während des Krieges zwei grundverschiedene Typen der *Atombombe* parallel entwickelt:
- Bomben, die hoch angereichertes Uran als nuklearen Sprengstoff verwenden (vgl. 1.2.3.1), und
- Bomben, die Plutonium als nuklearen Sprengstoff verwenden (vgl. 1.2.3.2).

Nach dem Kriege folgte die Entwicklung der *Wasserstoffbombe,* die die bei der Fusion von Kernen niedrigster Ordnungszahl zu Helium freiwerdende Energie nutzt (vgl. 1.2.3.3).

1.2.3.1 Uran-Sprengkörper

Es hatte sich früh gezeigt, daß nur Neutronen, die mit Hilfe von Moderatoren auf thermische Geschwindigkeiten gebremst wurden, imstande sind, im natürlichen Uran mit nur 0,71% Anteil Uran 235 eine sich selbst erhaltende Kettenreaktion auszulösen und aufrechtzuerhalten. Technisch verbot sich dies bei einer ungezügelten Kettenreaktion in einer Atombombe. Im Rahmen des Manhattan-Projekts war man daher bemüht, den Anteil des Isotops 235 im Uran *anzureichern,* um zu verhindern, daß zu viele bei der Spaltung des Isotops 235 entstehende Neutronen durch das Isotop 238 verzehrt wurden. Da sich Uran 238 und Uran 235 chemisch (praktisch) nicht unterscheiden, kamen für die Anreicherung nach dem Isotop 235 nur physikalische Verfahren in Frage, die den geringen Massenunterschied zwischen diesen beiden Isotopen (238 : 235) ausnutzen. Nach technisch wenig befriedigenden Versuchen mit der elektromagnetischen

Isotopentrennung und der Isotopentrennung durch Destillation und durch Elektrolyse erwies sich recht bald das von I. R. Dunning vorgeschlagene *Trennwand-Diffusionsverfahren* – die gaseous diffusion – als das wirtschaftlichste. Zu diesem Zweck wird das feste Uranmetall in das gasförmige Uranhexafluorid (UF_6) überführt. Dieses Gas wird mittels starker Kompressoren durch eine große Anzahl von porösen Trennwänden gepreßt, wobei das leichtere Fluorid des Isotops 235 geringfügig schneller diffundiert und sich damit nach jedem Durchgang etwas anreichert. Durch sinnvolles Hintereinanderschalten mehrerer tausend Durchgänge in einem Kaskadensystem läßt sich damit der Anteil des Isotops 235 von 0,7% auf über 95% steigern. Das derart angereicherte Uranfluorid wird dann wieder in festes Uran zurückverwandelt.

Auf der Grundlage dieser Technik haben die Vereinigten Staaten noch während des Krieges die Anreicherungsanlage in Oak Ridge/Tennessee gebaut und in Betrieb genommen. Der für diese Anlage erforderliche technische Aufwand war außerordentlich hoch: bis Kriegsende ein Gebäudekomplex mit 16 Hektar Grundfläche, in dem 2300 Trennstufen betrieben wurden; Kosten in Höhe von 347 Mio US-Dollar[16]. Man erzählt, N. Bohr habe die Idee einer Uran-Isotopentrennung in industriellem Maßstab mit den Worten verworfen: »Sie müßten das ganze Land in eine Fabrik verwandeln.« Als ihm später dann die fertigen Anlagen gezeigt wurden, habe er bemerkt: »Sie sehen, ich hatte recht. Sie haben wirklich das Land in eine Fabrik verwandelt.«

Die Anlage von Oak Ridge lieferte den Sprengstoff für die am 6. August 1945 um 9 Uhr 15 über dem Zentrum der Stadt Hiroshima gezündete erste im Kriege eingesetzte Bombe »Little Boy«, deren Sprengkraft 12500 Tonnen TNT entsprach und mit der etwa 140000 Menschen getötet wurden. Dabei wurde rund 1 kg Atome gespalten, die Massenänderung machte nur etwa 1 Gramm aus.

1.2.3.2 Plutonium-Sprengkörper

Es wurde bereits darauf hingewiesen, daß sich in einem mit natürlichem Uran betriebenen Reaktor ein Teil des Uran-Iso-

[16] Bis November 1955 wurden in den drei amerikanischen Trennanlagen auf einer Gesamtgebäudefläche von 110 Hektar insgesamt über 10000 Trennstufen in Betrieb genommen. Die Gesamtkosten werden mit 2300 Mio US-Dollar angegeben.

tops 238 in Plutonium 239 verwandelt. Wie die Übersichten 6 und 7 zeigen, hat dieses hinsichtlich der Spaltbarkeit ähnliche Eigenschaften wie das Uran-Isotop 235; die Zahl der bei einer Spaltung freiwerdenden Neutronen liegt mit etwa 2,91 sogar noch höher als bei Uran 235 mit 2,47. Schon während des Krieges nutzte man diesen Vorgang in den Vereinigten Staaten dadurch, daß man in Hanford am Columbia River im Staate Washington einen großen Atomreaktor nur zu dem Zweck in Betrieb setzte, Plutonium für das amerikanische Atombombenprojekt zu erzeugen. Später kam ein Reaktor am Savannah in South Carolina hinzu. Nachdem die Bestrahlung eine ausreichende Menge des in dem Reaktor eingesetzten Urans 238 in Plutonium 239 verwandelt hatte, wurde der Brennstoff zur Extrahierung dieses Elements chemisch aufbereitet.

Diese Anlagen lieferten den nuklearen Brennstoff für die am 16. Juli 1945 um 5 Uhr 30 in Alamogordo/New Mexico ausgelöste erste Versuchs-Atombombe wie auch für die am 9. August 1945 um 12 Uhr über der Urugami-Kirche im Norden der Stadt Nagasaki gezündete zweite militärisch eingesetzte Atombombe »Fat Man« mit 22000 Tonnen TNT Sprengkraft. Etwa 100000 Tote fielen ihr zum Opfer. Dieser Bombenabwurf führte zur japanischen Kapitulation und damit zum Ende des Zweiten Weltkriegs.

1.2.3.3 Thermonukleare Sprengkörper

Die erst nach dem Krieg in den Vereinigten Staaten unter der Leitung von E. Teller (geb. 1908) entwickelte und nach verschiedenen ortsfesten Experimenten (Eniwetok-Atoll im Mai 1951 und November 1952) erstmalig am 1. März 1954 über dem Bikini-Atoll gezündete *Wasserstoffbombe* setzte Energie frei aus einer *unkontrollierten thermonuklearen Fusion,* vornehmlich durch Verschmelzung von Deuterium ($^{2}_{1}D$) und Tritium ($^{3}_{1}T$) sowie Lithium ($^{6}_{3}Li$) zu Helium ($^{4}_{2}He$). Diese erfolgreichen Versuche sind zugleich Schlüsselexperimente für eine bisher noch nicht verwirklichte *kontrollierte* thermonukleare Fusion. Zur Zündung sind außerordentlich hohe Temperaturen erforderlich, man verwendet deshalb eine gewöhnliche Kernspaltungsbombe als Zünder. Die Sprengwirkung der Wasserstoffbombe geht weit über die von Spaltungsbomben hinaus.

Kernverschmelzungs-Bomben sind regelmäßig mit einem Mantel aus Uran 238 umkleidet, der zwei Aufgaben hat: er soll verhindern, daß die Zündung der Spaltungsbombe große Men-

gen der Wasserstoffisotope und des Lithiums vor einer Verschmelzung auseinandertreibt, andererseits wird durch die Zündung im Uran 238 des Mantels eine Kettenreaktion ausgelöst, die wahrscheinlich mehr als 80% der Explosionsenergie liefert. Solche Bomben nennt man *Dreiphasenbomben:* fission – fusion – fission – bombs. Seit einiger Zeit bemüht man sich um einen Weg, Wasserstoffbomben ohne Spaltungsbomben zu zünden, etwa durch Laserstrahlen (Light Amplification by Stimulated Emission of Radiation).

1.2.3.4 Kernwaffen in den sechs »Kernwaffenstaaten«

Außer den Vereinigten Staaten verfügen auch die Sowjetunion (seit August 1949), Großbritannien (seit dem geheimen Test am 3. Oktober 1952 auf den Monte-Bello-Inseln vor Australien), Frankreich (seit dem Test am 13. Februar 1960 bei Reggan in der Sahara) und die Volksrepublik China (seit dem Test am 16. Oktober 1964 in der Taklamaham-Wüste in Sinkiang) über Kernwaffen. Die Sowjetunion zündete am 12. August 1953 ihren ersten thermonuklearen Sprengkörper (A. Sacharow). Die bisher größte Atombombe – Sprengkraft rund 60 Mt – wurde am 30. Oktober 1961 in der Nähe der Doppelinsel Nowaja Semlja im Nordpolarmeer zur Sprengung gebracht. Wesentlich später – am 18. Mai 1974 – ist Indien mit einem unterirdischen Test im Unionsstaat Radschastan in den »Atomklub« eingetreten. Dieses Land betont aber, daß es Kernsprengkörper nur für friedliche Zwecke entwickle, eine Erklärung, die nicht ohne Widerspruch zur Kenntnis genommen wurde. Befürchtungen, daß auch andere Länder wie z.B. Argentinien, Israel, Pakistan oder Südafrika über Kernsprengkörper verfügen, wurden bisher weder bestätigt noch eindeutig widerlegt. Ohne Zweifel besitzen diese und wohl auch andere Länder das notwendige Know-how und möglicherweise auch die erforderlichen Kernbrennstoffe, um Sprengkörper zu fertigen und zu zünden.

Die Vereinigten Staaten schätzen die Sprengkraft aller bis Ende 1962 gezündeten Kernsprengkörper auf über 500 Mt. Bei diesen Versuchen gelangten erhebliche Mengen langlebiger radioaktiver Spaltprodukte – *Fall out* – in die Atmosphäre. Auch deswegen wurde am 27. Juli 1963 zwischen den Vereinigten Staaten, der Sowjetunion und Großbritannien vertraglich vereinbart, nukleare Sprengungen nur noch unter der Erdoberfläche durchzuführen (s. S. 503f.).

1.3 Funktionsbedingungen für Reaktoren

1.3.1 Allgemeines

Ein *Reaktor*, auch »Uranbrenner« oder englisch wie auch französisch »pile« genannt, ist eine Vorrichtung, in der eine Kettenreaktion kontrolliert abläuft, die also weder alle Grenzen überschreitet noch wegen Neutronenmangels aufhört. Ein Reaktor enthält einen Kernbrennstoff, zumeist einen Moderator, ein Kühlsystem zur Abführung der Wärme und eine Regeleinrichtung. Er ist zumeist von einem Reflektor zur Zurückwerfung der Neutronen umkleidet und in einem Druckbehälter untergebracht.

Seit der Entdeckung der Urankernspaltung 1938 sind zahlreiche Reaktortypen entwickelt worden, von denen sich aber nur wenige durchsetzen konnten und/oder derzeit weiterentwickelt werden.

Reaktoren werden nach verschiedenen Merkmalen eingeteilt:

(1) Nach der *Energie der Neutronen* in thermische und schnelle Reaktoren: die Abbremsung der schnellen Neutronen auf thermische Geschwindigkeiten erfolgt durch *Moderatoren.* Verwendet werden vornehmlich Graphit, gewöhnliches und schweres Wasser, Beryllium und organische Stoffe, z.B. Terphenyl.

(2) Nach dem *Kernbrennstoff* in den Reaktoren, die natürliches Uran, angereichertes Uran, Plutonium, Thorium oder Uran 233 bzw. Mischungen dieser Brennstoffe verwenden.

Nach der chemischen Struktur kann der Kernbrennstoff eingesetzt sein als Metall oder Legierung mit anderen Metallen, als Keramik oder Sinterkörper, als Oxyd (z.B. UO_2), Karbid, Nitrid oder ähnliches, als Lösung etwa Uranylnitrat in Wasser oder als Salzschmelze. Feste Brennstoffe können mit oder ohne *Umhüllung* (cladding) verwendet werden. Als Hüllenmaterial kommen in Betracht: Zirkonium, Aluminium, Magnesium oder Magnesiumoxyd (Magnox), Beryllium, Niob und Edelstahl. Die Brennstoffelemente können die Form von Stäben, Platten, Rohren oder Kugeln aufweisen.

(3) Nach dem *Kühlmittel:* Verwendung finden gewöhnliches und schweres Wasser, Gas (Luft, vor allem aber Kohlendioxyd und Helium), Natrium und Kalium sowie organische Kühlmittel.

Die Kühlmittel können sowohl in einem *Einkreissystem* wie

auch – zur Verhinderung nuklearer Verseuchung – in einem *Mehrkreissystem* über Wärmeaustauscher arbeiten. Je nachdem, ob Wasser als Kühlmittel sieden darf oder nur unter Druck stehen muß, unterscheidet man Siedewasser- und Druckwasser-Reaktoren (Boiling bzw. Pressurized Water Reactors).

(4) Nach dem *Verwendungszweck* in Versuchs-, Forschungs-, Ausbildungs-, Leistungs-, Bestrahlungs-, Isotopen-Produktions- und Mehrzweck-Reaktoren. Insbesondere die *Leistungsreaktoren* sind für das Thema dieses Buches von Interesse.

Für die Kernenergiegewinnung sind vor allem die folgenden Aspekte der Reaktorphysik und -technologie von Bedeutung.

1.3.2 Wechselwirkungen zwischen Atomkernen und Neutronen

Trifft ein Neutron einen Atomkern, so kann es diesen *spalten* (z.B. Uran 235 in Krypton 89 und Barium 144), es kann *eingefangen* (absorbiert) werden und dadurch zur Bildung eines Kerns von höherer Massenzahl führen (z.B. Uran 238 zu Plutonium 239), und es kann *gestreut* werden; in diesem letzten Fall wird das Neutron aus seiner Bahn abgelenkt und gibt dabei Energie an den streuenden Atomkern ab, ähnlich wie dies beim Zusammenstoß von zwei Billardkugeln der Fall ist.

Es zeigt sich nun, daß die Wahrscheinlichkeit der Spaltung eines Atomkerns durch Neutronenbeschuß oder des Einfangens eines Neutrons nicht nur von Atom zu Atom verschieden ist, sondern auch in charakteristischer Weise von der Höhe der Energie, d.h. der Geschwindigkeit des Neutrons abhängt. Drei Gesetzmäßigkeiten sind für die Reaktorphysik von Bedeutung:

Zunächst ist zu berücksichtigen, daß bestimmte Elemente in weit stärkerem Maße als andere die Neigung haben, Neutronen einzufangen. Das gilt insbesondere für Lithium, Bor, Cadmium, Xenon und einige Seltene Erden. Entstehen solche Elemente bei der Kernspaltung, so bezeichnet man sie als *Reaktorgifte*, weil sie die Kettenreaktion bald zum Erliegen bringen können. Am unangenehmsten ist das Xenon-Isotop 135. Nachteilig sind auch die Seltenen Erden Samarium, Europium und Gadolinium.

Andere Elemente fangen kaum Neutronen ein und eignen sich daher als Moderatoren, Kühlmittel und Strukturmaterialien. Dazu gehören vor allem schweres Wasser, Helium, Beryl-

lium, Kohlenstoff, Sauerstoff, Natrium, Magnesium, Aluminium, Zirkonium und Barium. Technisch wichtig ist, daß – stets vorhandene – Beimischungen nachteilig wirken, so z.B. die Verunreinigung des Graphits durch Bor oder des Zirkoniums durch Hafnium. Daher mußten besondere Verfahren entwickelt werden, um die Verunreinigungen dieser Materialien auf ein erträgliches Maß zu reduzieren (vgl. Übersicht 8).

Sodann ist festzuhalten, daß Kerne mit *gerader* Massenzahl, insbesondere Thorium 232 und Uran 238, wegen der starken Bindung des letzten Neutrons zur Spaltung einer um wenigstens 1 MeV höheren Energie bedürfen als Kerne *ungerader Massenzahl* wie Uran 235 und Plutonium 239. Die ersteren sind daher nur mit energiereichen schnellen Neutronen spaltbar, die letzteren auch mit abgebremsten thermischen Neutronen (vgl. Übersicht 6, S. 43).

Schließlich ist zu beachten, daß Atomkerne bevorzugt Neutronen mit bestimmten Energien (d.h. Geschwindigkeiten) einfangen und damit Kerne höherer Massenzahl aufbauen. Für Uran 238 sind dies Energien zwischen 5 und 100 eV (Elektronenvolt) und höher; man sagt: in diesem Energiebereich liegt *Resonanz* vor (vgl. Abb. 7).

Das in der Reaktorphysik verwendete Maß für die Wechselwirkung zwischen Atomkernen und Neutronen ist der *Wirkungsquerschnitt* σ (Sigma), definiert als Wahrscheinlichkeit für das Eintreten einer bestimmten Kernreaktion. Für jede der drei genannten Wechselwirkungen zwischen Atomkern und Neutron – *Spaltung* (fission), *Einfang* (absorption) und *Streuung*

Abb. 7: Einfangquerschnitte von Uran 238 in Abhängigkeit von der Neutronenenergie

(scattering) – gelten besondere Wirkungsquerschnitte σ_f, σ_a und σ_s, die auch von der Energie der auftreffenden Neutronen (gemessen in eV) abhängen. Der totale Wirkungsquerschnitt σ_{total} entspricht der Summe der Wechselwirkungen zwischen den Neutronen und den Atomkernen.

Der Wirkungsquerschnitt wird in *barn* (b) angegeben. Diese Bezeichnung – auf deutsch: Scheunentor – wurde als Deckname während des Krieges in den Vereinigten Staaten eingeführt. 1 barn entspricht einer Fläche von 10^{-24} cm^2 ($10^{-12} \times 10^{-12}$ cm), also etwa dem Querschnitt des Kerns eines Wasserstoffatoms.

Die Wirkungsquerschnitte sind nicht nur, wie Übersicht 8 zeigt, von Element zu Element verschieden und von der Art der Wechselwirkung abhängig, sondern auch von der Energie der auftreffenden Neutronen. Uran 235 hat gegenüber thermischen Neutronen einen Spaltungsquerschnitt von 582 barn, das besagt, thermische Neutronen spalten einen Kern dieses Atoms mit der Wahrscheinlichkeit, mit der sie auf eine Fläche von $582 \cdot 10^{-24}$ cm^2 auftreffen. Tatsächlich hat der Kern nur einen

Übersicht 8: Wirkungsquerschnitte verschiedener Elemente gegenüber thermischen Neutronen (2200 m/s)

Element	Symbol	Streuung σ_s	Einfang σ_a	Spaltung σ_f
Wasserstoff	H	38	0,325	
Deuterium	D		0,00046	
Helium	He	0,8	0	
Beryllium	Be	7	0,0085	
Bor 10	B 10		4010	
Kohlenstoff	C	4,8	0,003	
Sauerstoff	O	4,2	$<$ 0,0002	
Eisen	Fe		0,009	
Cadmium	Cd		2550	
Xenon 135	Xe 135		3 000 000	
Thorium 232	Th 232		7,56	$<$ 0,0002
Uran 233	U 233		581	527
Uran 235	U 235		694	582
Uran 238	U 238		2,71	$\leqq$ 0,0005
Plutonium 239	Pu 239		1026	746
Plutonium 240	Pu 240		295	0,1

geometrischen Querschnitt von etwa $3 \cdot 10^{-24}\,cm^2$. Für das Funktionieren eines Reaktors ist von Bedeutung, daß einige bei Spaltungen entstehende Spaltprodukte, so das in Übersicht 8 genannte Xenon 135, aber beispielsweise auch Samarium 149, besonders hohe Einfangquerschnitte haben. Wie bereits erwähnt, können diese »Reaktorgifte« eine Kettenreaktion zum Erliegen bringen.

1.3.3 Schnelle und langsame Neutronen in Reaktoren

Diese Vorbemerkungen gestatten uns, die Bedingungen für die Aufrechterhaltung einer kontrollierten Kettenreaktion in einem Reaktor näher zu untersuchen. Wie wir gesehen haben, entstehen je Kernspaltung durchschnittlich zwei bis drei neue Neutronen, die, wenn sie sämtlich wieder neue Kernspaltungen bewirken würden, eine sogleich außer Kontrolle geratende Kettenreaktion ergäben. Zahlreiche Neutronen werden aber durch den Brennstoff, den Moderator, das Kühlmittel und die Strukturmaterialien eingefangen, andere weichen aus dem Reaktor und scheiden damit für die Aufrechterhaltung der Kettenreaktion aus. Damit innerhalb eines Reaktors die Kettenreaktion stationär abläuft, muß dafür gesorgt werden, daß pro Zeiteinheit im Reaktorkern gerade soviele Neutronen produziert werden, wie durch Absorption und Auslauf verlorengehen.

Zur Kennzeichnung des Neutronenhaushalts wurde der sogenannte effektive Vermehrungsfaktor k_{eff} eingeführt:

$$k_{eff} = \frac{\text{Produktionsrate}}{\text{Absorptionsrate + Auslaufrate}}$$

Um für einen Reaktor k_{eff} zu berechnen, verwendet man häufig die folgende Produktdarstellung (»Vierfaktorformel« unter Berücksichtigung der Auslaufrate oder Leckrate):

$$k_{eff} = \varepsilon \cdot p \cdot f \cdot \eta \cdot L$$

und gibt Vorschriften zur Berechnung der einzelnen Faktoren. Diese sind folgendermaßen definiert:

ε (Epsilon), der *Schnellspaltfaktor,* er entspricht der Zahl der während der Abbremsung an Brennstoffkernen ausgelösten Spaltungen durch Neutronen, die noch nicht auf thermische Geschwindigkeiten reduziert sind;

p die *Bremsnutzung* oder *Resonanz-Entkommwahrscheinlichkeit,* diese entspricht dem Verlust an für Spaltungen ver-

fügbaren Neutronen durch Einfang im Uran 238 und im Moderator innerhalb der sogenannten Resonanzzone;

f der *thermische Nutzfaktor*, dieser entspricht dem Einfang von für Spaltungen verfügbaren Neutronen in spaltbaren Kernen (U 235 und Pu 239);

η (Eta) der *Vermehrungskoeffizient* (Multiplikationsfaktor oder auch *Ausbeute*) je absorbiertem Neutron, auch *Neutronen-Vermehrungszahl* genannt (vgl. Übersicht 11, S. 61).

L die *Leckrate*, sie bezeichnet die Verminderung der produzierten Neutronen durch Auslauf.

Setzt man $\frac{1}{k_{eff}} = 1 - \varrho$, dann nennt man ϱ (Rho) die Reaktivität der Anordnung. Sie ist null für eine gerade kritische Anordnung und größer als null, wenn k_{eff} größer als 1 ist, also mehr Neutronen produziert werden, als zur Deckung der Verluste nötig wären.

Bei einem mit Natururan (99,29% Uran 238, 0,71% Uran 235) beschickten Reaktor werden die durch Spaltung des Urans 235 entstehenden Neutronen weitgehend durch das im Massenanteil überwiegende Uran 238 eingefangen und scheiden damit für weitere Kernspaltungen aus. Selbst bei einem sehr groß dimensionierten Reaktor, bei dem nur relativ wenige Neutronen nach außen diffundieren, läßt sich in dieser Konzeption keine Kettenreaktion erreichen. Daher müssen, wie schon früh erkannt wurde, andere Wege gesucht werden:

(1) Durch Anreicherung des Uran-235-Isotops kann die Zahl

Abb. 8: Abbremsung schneller in langsame (thermische) Neutronen in einem Moderator

Abb. 9: Spaltungsquerschnitt des Uran 235, abhängig von der Neutronengeschwindigkeit

der Neutronen so vergrößert werden, daß eine Kettenreaktion aufrechtzuerhalten ist. Dasselbe Ergebnis läßt sich erreichen, wenn Plutonium als Brennstoff verwendet wird. Dieser Weg führt zum *Schnellen Brutreaktor.*

(2) Man kann mit Hilfe eines Moderators die bei der Spaltung des Urans 235 freiwerdenden schnellen Neutronen in kürzester Frist von ursprünglich über 1 MeV (1 Mio eV) auf unter 1 eV abbremsen, so daß die Resonanzzone zwischen 100 und 5 eV, in welcher das Uran 238 vornehmlich Neutronen einfängt, durcheilt wird, ohne daß zu viele Neutronen für die Spaltung verlorengehen. Abb. 8 veranschaulicht diesen Vorgang. Die derart auf thermische Geschwindigkeiten (2200 m/s – das entspricht 0,025 eV)[17] gebremsten Neutronen sind, wie Abb. 9 erkennen

[17] Neutronen befinden sich bei dieser Geschwindigkeit in *thermischem Gleichgewicht* mit ihrer Umgebung. Dieser Feststellung liegt die Beziehung

$$\frac{m \cdot v^2}{2} = k \cdot T \text{ erg}$$

zugrunde. Darin ist
m die Masse des Neutrons in g
v die mittlere Geschwindigkeit in cm/s
k = 1,3803 · 10^{-16}, die Boltzmann-Konstante
T die absolute Temperatur in Kelvin (Celsiusgrad + 273,15).
Für 25° Celsius ergibt sich danach
v = 2200 m/s entsprechend 0,025 eV.

läßt, besonders geeignet, Spaltungen von Kernen des Uran 235 herbeizuführen und damit eine Kettenreaktion aufrechtzuerhalten. Dies ist das Prinzip des *thermischen Reaktors*, z.B. des Leichtwasserreaktors.

1.3.4 Konverter-Reaktoren, Moderatoren

Wenden wir uns nun zunächst dem thermischen Reaktor zu. Der zur Bremsung der Neutronen dienende Moderator muß zwei Eigenschaften haben:
- Sein Atomgewicht muß niedrig sein, damit durch wenige elastische Stöße die Neutronen ihre Energie schnell unter die Resonanzzone des Uran 238 senken.
- Er darf nur wenige Neutronen einfangen, sonst gehen sie für die Aufrechterhaltung der Kettenreaktion verloren.

Die wichtigsten Moderatoren sind gewöhnliches und schweres Wasser, Beryllium und Graphit. In Übersicht 9 sind die charakteristischen Daten dieser Moderatoren gegenübergestellt: Danach ist *schwerer Wasserstoff* der beste Moderator. Er ist aber recht teuer; der Preis für schweres Wasser liegt bei 120 Dollar/kg (Preis der Savannah River-Anlage der USAEC seit dem 18. April 1974). Daher ist man in der Reaktortechnik bestrebt gewesen, Reaktoren zu entwickeln, bei denen auch gewöhnliches Wasser mit seinem höheren Einfangsquerschnitt als Moderator für die schnellen Neutronen und als Kühlmittel dienen

Übersicht 9: Moderatoren

Moderator	Symbol	Zahl der Zusammenstöße, um die Energie von 1,75 MeV auf 0,025 eV zu ermäßigen	Einfangsquerschnitt für thermische Neutronen in barn
(leichter) Wasserstoff	${}^{1}_{1}H$	18	0,325
schwerer Wasserstoff (Deuterium)	${}^{2}_{1}H$ (D)	25	0,00046
Beryllium	${}^{9}_{3}Be$	86	0,0085
Kohlenstoff (Graphit)	${}^{12}_{6}C$	114	0,003

kann. Sowohl beim gewöhnlichen wie auch beim schweren Wasser muß berücksichtigt werden, daß mit steigender Temperatur der Druck zunimmt und chemische Reaktionen schneller ablaufen. Dem wird durch eine entsprechende Werkstoffauswahl Rechnung getragen. Da Hüllenschäden nicht ausgeschlossen werden können, verbietet sich die Verwendung des stark korrodierenden Uranmetalls als Werkstoff. Statt dessen wird das weniger wärmeleitende, aber chemisch inerte *Uran-IV-Oxyd* (UO_2) verwendet.

Auch *Graphit* (Kohlenstoff) ist ein recht guter Moderator, er eignet sich gleichfalls als Strukturmaterial. Für die Spaltgase Krypton und Xenon ist Graphit undurchlässig, dagegen schirmt Graphit die radioaktive Strahlung nicht vollständig ab. Graphit, der in Reaktoren verwendet wird, muß von allen Beimischungen frei sein, insbesondere von Bor, das einen sehr hohen Einfangsquerschnitt hat (für thermische Neutronen 755 barn).

Die Hoffnungen, die man auf das *Beryllium* als Moderatorsubstanz und auch als Hüllenmaterial gesetzt hat, haben sich wegen seines ungünstigen Verhaltens unter Strahlung nicht voll erfüllt (Wigner-Effekt). Auch organische Substanzen, so Diphenyl, Terphenyl usw., sind gute Moderatoren, sie haben aber, insbesondere als Kühlmittel, enttäuscht, weil sie sich unter Strahleneinwirkung zersetzen (sog. Fowling).

Mischt man Natururan und die Moderatorsubstanz in *homogener* Weise, so gibt es jeweils ein optimales Mengenverhältnis zwischen den beiden Substanzen, das zu dem günstigsten Vermehrungsfaktor führt. Der erreichbare Vermehrungsfaktor ist Übersicht 10 ersichtlich:

Übersicht 10: Höchster erreichbarer Vermehrungsfaktor k bei optimaler homogener Mischung von Natururan und verschiedenen Moderatoren

Moderator	Symbol	Vermehrungsfaktor
gewöhnliches Wasser	H_2O	0,62
schweres Wasser	D_2O	1,33
Beryllium	Be	0,66
Graphit	C	0,84

Die Übersicht zeigt, daß bei homogener Mischung nur ein Natururanreaktor kritisch werden kann, bei dem schweres Wasser als Moderator verwendet wird. Die Zahl der in der Resonanzzone eingefangenen Neutronen verringert sich aber, wenn Kernbrennstoff und Moderator getrennt, d.h. *heterogen* angeordnet werden. Das geschieht bei allen zur Zeit gebräuchlichen Reaktortypen: die Brennstoffe werden zumeist in der Form von Stäben, Platten oder Röhren in die Moderatorsubstanz eingeführt. In einer solchen heterogenen Anordnung kann auch die Verwendung von Graphit zu einer Kettenreaktion führen. Allerdings ist die dann erforderliche Mindestmenge an Natururan – die kritische Masse – mit 30 Tonnen etwa zehnmal so hoch wie bei schwerem Wasser. (Die während des Zweiten Weltkrieges im Deutschen Reich betriebene Entwicklung hat diese Möglichkeit verkannt, da das zur Messung der Neutronenabsorption verwendete Graphit Verunreinigungen enthielt. Daher wurde zuletzt nur schweres Wasser als Moderatorsubstanz in Betracht gezogen. Die durch diese Entscheidung bedingten Versorgungsschwierigkeiten führten dazu, daß der Haigerloch-Reaktor niemals kritisch wurde.)

Die Neutronenbilanz läßt sich weiter verbessern, wenn man das Reaktorcore mit einem *Reflektor* umkleidet, der nach außen diffundierende Neutronen zurückwirft. Geeignete Substanzen sind schweres Wasser, Beryllium und Graphit. Die kritische Masse verringert sich entsprechend.

1.3.5 Schnelle und thermische Brutreaktoren

Schnelle (Brut-)Reaktoren haben keinen Moderator. Das unterscheidet sie von thermischen Reaktoren. Die Neutronen verlieren in solchen Reaktoren nur wenig an Geschwindigkeit. Die untere Geschwindigkeitsgrenze liegt bei 0,3 bis 0,5 MeV, das ist die Schwellenenergie für die Verwandlung des nicht spaltbaren Urans 238 in den Spaltstoff Plutonium 239 nach der Brutformel, S. 44.

Erbrütetes Plutonium 239 hat ähnliche Eigenschaften wie Uran 235: es spaltet sich unter Neutronenbeschuß mit dem bemerkenswerten Vorteil, daß bei schnellen Neutronen (1 MeV) je Spaltung durchschnittlich 2,93 Neutronen und nicht nur 2,33 wie beim Uran 235 frei werden, eine Kettenreaktion sich also leichter aufrechterhalten läßt (vgl. Übersicht 11).

Zum *Brüten* im engeren Sinne ist erforderlich, daß die Zahl

Übersicht 11: Zahl η (Ausbeute) der durchschnittlich durch Einfang eines thermischen Neutrons freigesetzten Spaltungsneutronen[18]

Spaltstoff	U 233	U 235	Pu 239
thermische Neutronen 0,025 eV	2,29	2,07	2,10
schnelle Neutronen 1 MeV	2,43	2,33	2,93

der je Spaltung freiwerdenden und nicht durch Absorption oder Austritt aus dem Reaktor verlorengehenden Neutronen mindestens zwei beträgt. Dann wird nämlich neben Energie wenigstens ebensoviel spaltbares Material (Plutonium) erzeugt, wie bei der Spaltung verbraucht wird. Anders ausgedrückt: Das Verhältnis zwischen gewonnenen und verbrauchten Spaltstoffen – das »Brutverhältnis« – ist größer als 1, es entsteht ein »Brutgewinn«. Ist die Zahl der wirksamen Neutronen geringer als zwei, so wird weniger Plutonium erzeugt, als an Spaltstoff verbraucht wird. Reaktoren, die diese Bedingungen erfüllen, bezeichnet man als *Konverter,* weil auch sie Plutonium in begrenzten Mengen erbrüten.

Auch unter Verwendung von thermischen Neutronen gibt es einen Prozeß, bei welchem sich die Spaltstoffmenge nicht verringert. *Thermisches Brüten* ist aber nicht mit Uran 238 als Brutstoff möglich, sondern nur mit dem ebenso wie Uran in der Natur vorkommenden Thorium 232. Bei Beschuß mit thermischen Neutronen entsteht zunächst das kurzlebige Thorium 233, das sich unter Aussendung eines Elektrons sogleich in Protaktinium 233 und sodann, nach erneuter Abgabe eines Elektrons, in das spaltbare Endprodukt Uran 233 verwandelt. Diese *Brutformel* lautet ausgeschrieben:

$$^{232}_{90}\mathrm{Th} + {}^{1}_{0}\mathrm{n} \rightarrow {}^{233}_{90}\mathrm{Th} \rightarrow {}^{0}_{-1}\mathrm{e} + {}^{233}_{91}\mathrm{Pa} \rightarrow {}^{0}_{-1}\mathrm{e} + {}^{233}_{92}\mathrm{U}$$

Die Halbwertzeit beträgt bei der Verwandlung von Thorium in Protaktinium 2,3 Minuten und bei Verwandlung von Protaktinium 233 in Uran 233 27,4 Tage.

[18] Es ist zu berücksichtigen, daß bei den drei Spaltstoffen nicht jedes eingefangene Neutron zu einer Spaltung führt, sondern auch angelagert werden kann. Daher sind die hier angegebenen, in die Vierfaktorformel eingehenden Vermehrungskoeffizienten (Ausbeutezahlen) η niedriger als die in Übersicht 7 (S. 44) angegebenen Zahlen ν der je Spaltung entstehenden Spaltungsneutronen.

Daß thermische Neutronen nur in diesem Prozeß ein Brüten bewirken können, zeigt Übersicht 11.

Wie die Übersicht erkennen läßt, übertrifft der Vermehrungsfaktor bei *thermischen* Neutronen die Zahl 2 beim Uran 235 nur um 0,07 und beim Plutonium 239 nur um 0,10. Wegen des nicht vermeidbaren Einfangs einiger Neutronen und wegen der Leckage läßt sich unter diesen Bedingungen ein Brüten nicht erreichen. Auch beim Uran 233 ist der Überschuß mit 0,29 gering. Immerhin ist aber ein Brüten möglich. Bei Bestrahlung durch *schnelle Neutronen* sind die entsprechenden Überschüsse 0,93 für Plutonium und 0,33 für Uran 235. Plutonium 239, verwendet als Spaltstoff für Schnelle Reaktoren, liefert daher die günstigsten Brutbedingungen.

1.3.6 Kühlmittel

Bei der Kernspaltung in Reaktoren entsteht Wärme, die schon zur Vermeidung von Überhitzungsschäden abgeführt werden muß. Die ersten Experimentalreaktoren wurden durch Luft gekühlt, die Wärme wurde ins Freie abgeführt. Auch die Wärme der acht großdimensionierten, der Erzeugung von Plutonium dienenden Hanford-Reaktoren im Staate Washington/USA wurde nicht genutzt.

Leistungsreaktoren sollen die durch Kernspaltungen entstehende Wärme energetisch nutzen. Hierbei wird die Wärme – z.B. im Druckwasserreaktor – mit Hilfe des Kühlmittels vom Core des Reaktors zum Dampferzeuger transportiert. Dort wird die Wärme an das Wasser des Wasser-Dampf-Kreislaufs abgegeben. Der hierbei entstehende Dampf wird zum Antrieb der Turbine genutzt.

Kühlmittel können flüssig oder gasförmig sein. An sie sind ähnliche Forderungen zu stellen wie an Moderatoren. Sie müssen zudem einen guten Wärmeübergang erlauben, eine hohe spezifische Wärme aufweisen und dürfen in ihrem chemischen und kernphysikalischen Verhalten kein unüberwindliches Problem aufwerfen. Insbesondere muß ein Korrodieren der Reaktorwerkstoffe vermieden werden. Bei schnellen Reaktoren darf das Kühlmittel zudem kein zu geringes Atomgewicht aufweisen, um eine zu starke Abbremsung der Neutronen zu vermeiden.

In Leistungsreaktoren werden insbesondere die folgenden Kühlmittel verwendet:

• die Gase *Kohlendioxyd* und *Helium*, beide günstig für die Neutronenökonomie, aber mit wenig günstigen Wärmeübergangseigenschaften; daher sind starke Gebläse und ein hoher Druck erforderlich;
• *gewöhnliches und schweres Wasser;* Wasser hat wegen seiner hohen spezifischen Wärme den Vorteil einer guten Wärmeabfuhr und besitzt gute Wärmeleiteigenschaften; daher kann eine höhere Leistungsdichte als beim gasgekühlten Reaktor erreicht werden; auf seine Nachteile – der mit der Temperatur stark steigende Druck und die Korrosion der Werkstoffe – wurde in den Ausführungen über Moderatoren hingewiesen;
• flüssige Metalle, insbesondere *Natrium* und *Kalium* und deren Legierungen; diese Metalle haben gute Wärmeleiteigenschaften und verfügen selbst bei hohen Temperaturen (z.B. 600°) noch über einen geringen Dampfdruck; beide reagieren aber mit Wasser sehr heftig, so daß besondere Sicherheitsvorkehrungen erforderlich werden; zudem wird Natrium unter Neutronenbeschuß radioaktiv, daher ist stets wenigstens ein Wärmeaustauscher erforderlich; der Primärkreislauf muß stark abgeschirmt werden.

Übersicht 12: Kühlmittelcharakteristika bei 100° C und 1 at

	Makroskop. Wirkungsquerschnitt Σ[19]	Spezifische Wärme	Wärmeleitfähigkeit	Dichte	Schmelzpunkt	Siedepunkt
Einheit	10^{-6} cm^{-1}	$\frac{kcal}{kg\,°C}$	$\frac{kcal}{m \cdot h\,°C}$	$\frac{g}{dm^3}$	°C	°C
H_2O	7080	1,01	0,611	958	0	100
D_2O	64	1,002	–	1063	3,8	101,4
Na	11000	0,331	74,0	928	89	883
Luft	29850	0,24	0,0273	0,95	–	–
He	0	1,25	0,119	0,18	–	–
H_2	655	3,43	0,192	0,066	–	–
CO_2	6,18	0,218	0,218	0,15	–	–

Quelle: Nach Riezler-Walcher, Kerntechnik. 1958, S. 629

[19] Σ (Sigma) ist der auf die Volumeneinheit bezogene »makroskopische« Einfangquerschnitt; ist σ der (mikroskopische) Einfangquerschnitt in cm^2 und N die Zahl der in einem cm^3 vorhandenen Kerne, so ist $\Sigma = N \cdot \sigma$ in cm^{-1}.

Die Übersicht 12 gibt einige wichtige physikalische Daten für verwendbare Kühlmittel.

1.3.7 Inhärente Reaktordynamik

Ist der Reaktor normal in Betrieb, so sorgt im allgemeinen ein negativer Leistungskoeffizient, vornehmlich ein *negativer Temperaturkoeffizient,* für die Stabilisierung. Solche Reaktoren sind inhärent sicher, d.h. eine Erhöhung der Temperatur führt zu einer Verminderung der »Reaktivität«. Bei fast allen Reaktoren ist der Temperaturkoeffizient im normalen Betriebszustand negativ. Die Reaktivität von Leichtwasser-Reaktoren kann unter besonderen Störumständen positiv werden, wenn Kühlwasser verdampft und damit als Absorber für Neutronen ausfällt. Auch bei Schnellen Reaktoren können entsprechende Schwierigkeiten auftreten. Gasgekühlte Hochtemperatur-Reaktoren sind dagegen in jeder Beziehung inhärent sicher.

1.3.8 Steuerung und Regelung von Reaktoren

Für die Praxis ist wichtig, daß bei Verwendung von Uran 235 als Spaltstoff der effektive Vermehrungsfaktor während einer sehr kurzen Zeitspanne den Betrag 1 um bis zu 0,68% übersteigen darf, denn in diesem Anteilverhältnis werden bei einer Kernspaltung Neutronen nicht *prompt,* sondern mit einer *Verzögerung* emittiert, die zwischen Sekundenbruchteilen (Halbwertzeit wenigstens 0,23 Sekunden) und etwa einer Minute liegt. Die auf den Anteil der verzögerten Neutronen bezogene Reaktivität – im obigen Beispiel 0,0068 – erhielt als Maßeinheit die Bezeichnung »Dollar«. 10 »Cent« bedeutet somit, daß der effektive Vermehrungsfaktor zu einem bestimmten Zeitpunkt 1,00068 beträgt.

Nur wegen dieser Verzögerung ist es möglich, einen Reaktor zu *steuern,* d.h. eine kontrollierte Kettenreaktion aufrechtzuerhalten[20]. Dies geschieht durch *Regel- und Steuerstäbe* (Absorberstäbe) aus neutronenabsorbierendem Material, insbesondere Cadmium und Bor, die mehr oder weniger weit in den Reaktor eingeschoben werden und damit die Neutronenverluste steu-

[20] Der Anteil der verzögerten Neutronen macht übrigens bei Uran 233 0,28% und bei Plutonium 239 0,23% aus, ist also bei diesen beiden Spaltstoffen niedriger als bei Uran 235.

ern. Die Regel- und Steuerstäbe werden vornehmlich beim Anfahren und Abschalten eines Reaktors bedient. In Notfällen oder bei festgestellten Abweichungen vom normalen Reaktorbetrieb ist es daher möglich, den Reaktor durch schnelles Einfahren der Abschaltstäbe rasch abzuschalten. Dieser »Schnellschluß« oder »Scram« wird beim Erreichen bestimmter Grenzwerte vom Reaktorschutz automatisch ausgelöst, kann aber auch vom Reaktoroperateur durch einen Druck auf den roten »Scram«-Knopf herbeigeführt werden.

Bei größeren Störungen schaltet der Reaktor automatisch ab. Was dann geschieht, wenn diese Mechanik versagt, beschreibt die vom Bundesminister für Forschung und Technologie herausgegebene Bürgerinformation ›Kernenergie‹ (Bonn, im Oktober 1975) mit folgenden Worten: »Auch wenn trotz dieser Sicherheitsmaßnahmen falsch gesteuert oder nicht geregelt würde, könnte es nicht zu einer Atom-Explosion kommen. Ein Anstieg der Temperatur im Reaktor vermindert nämlich über einen naturgesetzlichen physikalischen Effekt die Zahl der verfügbaren Neutronen und stoppt so die Kettenreaktion in dem nur wenig Uran 235 (etwa 3%) enthaltenden Brennstoff. Nach einer Abschaltung liefern jedoch die Spaltprodukte durch radioaktive Zerfallsprozesse noch über längere Zeit soviel Wärmeenergie, daß der Reaktor weitergekühlt werden muß. Andernfalls könnte der Reaktorkern sich überhitzen, schmelzen und damit u.U. die vorhandenen Barrieren zerstören, so daß große Radioaktivitätsmengen in die Umgebung freigesetzt werden könnten. Bei gewollten oder automatischen Reaktorabschaltungen wird diese Nachwärmeabfuhr vom normalen Kühlsystem übernommen, welches zu diesem Zweck weiter Kühlmittel durch den Reaktor pumpt.«

1.4 Reaktortypen

1.4.1 Kriterien für die Wahl der Reaktortypen

Die vorangehenden Ausführungen haben erkennen lassen, daß für die Konzeption und den Bau von Reaktoren Elemente in den folgenden Varianten zur Verfügung stehen:
- drei Spaltstoffe: Uran 235, Plutonium 239 und Uran 233;
- zwei Brutstoffe: Uran 238 und Thorium 232;
- zwei Arten von Neutronen: schnelle und thermische;

- fünf Moderatoren: Graphit, Beryllium, gewöhnliches (leichtes) und schweres Wasser und organische Flüssigkeiten;
- sieben Kühlmittel: gewöhnliches und schweres Wasser, Kohlendioxyd, Helium, flüssige Metalle (insbesondere Natrium und Kalium) sowie organische Flüssigkeiten.

Berücksichtigt man die unterschiedlichen Bauweisen, die Verschiedenheit der Hüllenmaterialien für die Brennstoffe und zahlreiche andere Charakteristika, so ergeben die denkbaren Kombinationen (einzelne Kombinationen scheiden deshalb aus, weil sie nicht zur Kritikalität führen können) eine große Anzahl von Reaktorkonzepten. Hiervon haben sich aber nur wenige als technisch befriedigend erwiesen.

(1) Nach den Ordnungsprinzipien der *Physik* sind insbesondere die folgenden Alternativen für die Konzeption von Reaktoren zu unterscheiden:
- schnelle oder thermische Reaktoren;
- homogene oder heterogene Reaktoren;
- Reaktoren mit festem oder flüssigem Brennstoff;
- Reaktoren mit natürlichem oder angereichertem Uran; Konverter oder Brüter.

(2) Der *Ingenieur* unterscheidet nach anderen Kriterien, etwa nach folgenden:
- niedrige oder hohe Kühlmitteltemperatur;
- Einkreis- oder Mehrkreiskühlung;
- Sattdampf oder überhitzter Dampf;
- noch entwicklungsfähig oder am Ende der Entwicklung angelangt.

(3) Der *Kraftwerksbetreiber* schließlich legt vornehmlich die folgenden Kriterien seinen Entscheidungen zugrunde:
- sicher oder weniger sicher;
- billig oder weniger billig;
- bewährt oder weniger zuverlässig;
- großer oder geringer Kühlwasserbedarf;
- mehr oder minder umweltfreundlich.

Die folgenden Analysen gehen in erster Linie von Kriterien zu (1) aus. Dabei werden aber auch die Kriterien zu (2) und (3) berücksichtigt.

1.4.2 Allgemeines zu thermischen Reaktoren

Nach diesen Vorbemerkungen ist es möglich, zunächst die Funktionsweise eines thermischen Reaktors zu beschreiben.

Abb. 10: Aufbau- und Funktionsschema eines heterogenen thermischen Leistungs-Reaktors mit Wärmeaustauscher

Abb. 10 gibt die Prinzipskizze eines *heterogenen thermischen Leistungsreaktors mit Wärmeaustauschern,* also etwa eines Graphit-Gas-Reaktors (Natururan als Brennstoff, Graphit als Moderator und Kohlendioxyd als Kühlmittel) oder eines Leichtwasserreaktors (leicht angereichertes Uran als Brennstoff, gewöhnliches Wasser als Moderator und als Kühlmittel).

Nach dieser Prinzipskizze besteht eine solche Reaktoranlage aus

- einem *Druckbehälter,* der den Kernbrennstoff und den Moderator enthält; die umhüllten Brennstoffelemente sind in Form von Stäben, Platten, Rohren o. ä. in der Moderatorsubstanz untergebracht; der Druckbehälter ist zudem im Innern mit Moderatursubstanz ausgekleidet oder ausgefüllt (Wasser), die als Reflektor wirkt;
- dem aus dem Druckbehälter herausführenden, durch Pumpen oder Gebläse betriebenen *Kühlkreislauf,* der die durch Kern-

spaltungen erzeugte Wärme – entweder direkt oder unter Verwendung von Wärmeaustauschern – dem Arbeitsmittel, d.h. im allgemeinen einem Turbinenkreislauf zuführt;

- dem wie bei konventionellen Wärmekraftwerken an die Turbine angeschlossenen *Generator* (in der Abbildung weggelassen);
- der *Steuer- und Regeleinrichtung*, die über Kontrollstäbe die Reaktivität beeinflußt;
- der in der Abbildung fortgelassenen *Strahlenabschirmung*, einschließlich des *Sicherheitsbehälters* (Containment) für die aktiven Kreisläufe.

Übersicht 13 gibt für die beiden Hauptfamilien, die *Gasgekühlten Reaktoren* (Magnox-Reaktoren, Fortgeschrittene gasgekühlte Reaktoren und Hochtemperatur-Reaktoren) und die (Leicht- und Schwer-)*Wasser-Reaktoren*, die wesentlichen gegenwärtig in Betracht gezogenen Kombinationen der verwendeten Grundstoffe.

Von den vorgestellten fünf Reaktorlinien sind

- die mit Natururan beschickten britischen und französischen, als Magnox-Reaktoren bezeichneten Graphit-Gas-Reaktoren (GGR) wie auch die britischen Fortgeschrittenen Gas-Reaktoren (AGR) *erprobte*, aber inzwischen *aufgegebene* Linien, wobei möglicherweise offenbleiben muß, ob dies hinsichtlich des AGR für Großbritannien längerfristig zutrifft;
- die Leichtwasser-Reaktoren (LWR) mit den beiden Varianten, den Siede- und den Druckwasser-Reaktoren (BWR und PWR), wie auch die derzeit nur noch in Kanada und – ausschließlich zum Export – in Deutschland gebauten Schwerwasser-Reaktoren (HWR) die *erprobten*, gegenwärtig fast ausschließlich *gebauten* Linien;
- die Hochtemperatur-Reaktoren (HTR), eine noch in der Entwicklung befindliche *fortgeschrittene* Linie.

1.4.3 Gasgekühlte Reaktoren

1.4.3.1 Magnox-Reaktoren (GGR)

Die ersten, bis zur industriellen Reife entwickelten Reaktoren sind die vornehmlich in Großbritannien und Frankreich gebauten Reaktoren, die natürliches Uran als Brennstoff, Magnesium in einer Legierung mit Aluminium, Calcium und Beryllium – Magnox[21] – als Hüllenmaterial (canning), Graphit als Modera-

[21] *Mag*nesium *no*n *ox*idizing, eine Legierung aus Al, Be, Ca und Mg.

Übersicht 13: Kombinationen der Grundstoffe bei thermischen Reaktoren

Reaktortyp	Magnox-Reaktoren	Fortgeschrittene Gasgekühlte Reaktoren (AGR)	Hochtemperatur-Reaktoren	Leichtwasser-(Siede- und Druckwasser)-Reaktoren	Schwerwasser-Reaktoren
Spaltstoff	Natururan Metall	angereichertes Uran-Oxyd	angereichertes Uran und Thorium-Carbid	angereichertes Uran-Oxyd	Natururan oder angereichertes Uran-Oxyd
Hüllenwerkstoff	Magnox	Stahl	Graphit	Zirkaloy	Zirkaloy
Kühlmittel	Kohlendioxyd	Kohlendioxyd	Helium	leichtes Wasser	leichtes Wasser schweres Wasser, Gas oder organische Flüssigkeit
Moderator	Graphit	Graphit	Graphit	leichtes Wasser	schweres Wasser

Abb. 11: Aufriß des französischen Graphit-Gas-Reaktors St Laurent des Eaux Nr. 1 mit 480 MWe

tor und Kohlendioxyd als Kühlmittel verwenden. Abb. 11 zeigt den Aufbau des von der Electricité de France an der Loire gebauten Reaktors St. Laurent des Eaux 1.

Dieses Reaktorkonzept kann zurückgeführt werden auf den bereits erwähnten ersten im Rahmen des Manhattan-Projekts gebauten, am 2. Dezember 1942 erstmals kritisch gewordenen Reaktor Chicago Pile 1 mit 0,2 Kilowatt thermischer Leistung

und auf die gleichfalls bereits während des Krieges in Hanford (Washington/USA) errichteten acht Reaktoren zur Plutoniumerzeugung mit insgesamt 600 thermischen Megawatt. Bei allen diesen amerikanischen Reaktoren blieb die Wärme ungenutzt.

Die Plutonium-Erzeugung stand auch im Vordergrund bei

Übersicht 14: In Großbritannien und Frankreich errichtete oder von dort exportierte Reaktoren vom Typ »Magnox«

Reaktoren bzw. Kernkraftwerke (Lieferland)	Auftrags-erteilung	Nettoleistung in MWe	erstmals kritisch/ Anschluß ans Netz
Großbritannien			
CALDER HALL und			
CHAPELCROSS		8 × 50/80	1956–1960
BERKELEY	1956	2 × 138	1961/62
BRADWELL	1956	2 × 150	1961/62
HUNTERSTON A	1956	2 × 160	1963/64
HINKLEY POINT A	1957	2 × 266	1965
TRAWSFYNNYDD	1959	2 × 250	1965
DUNGENESS A	1960	2 × 275	1965
SIZEWELL A	1960	2 × 290	1965
OLDBURY A	1962	2 × 300	1968
WYLFA	1964	2 × 590	1971/72
Frankreich			
MARCOULE G 1–3		insg. 80	1958–60
CHINON 1		70	1962/63
CHINON 2		200	1964/65
CHINON 3		480	1966
ST. LAURENT 1		480	1968/69
ST. LAURENT 2	1965	515	1971
BUGEY 1	1964	540	1972
Italien (GB)			
LATINA	1958	200	1964
Japan (GB)			
TOKAI MURA 2	1960	160	1966
Spanien (F)			
VANDELLOS	1967	480	1972

den seit 1956 in Betrieb genommenen je vier Reaktoren von Calder Hall und Chapelcross (Großbritannien) – insgesamt 360 MWe – und den gleichfalls seit 1956 in Betrieb genommenen drei Reaktoren in Marcoule (Frankreich) – insgesamt 80 MWe. Am 17. Oktober 1956 wurde der erste Calder-Hall-Reaktor an das britische Stromnetz angeschlossen. Damit war das Startzeichen für die Kernstromerzeugung gegeben.

In der Folgezeit sind in Großbritannien und in Frankreich zahlreiche Reaktoren dieses Typs mit immer größerer Leistung gebaut worden (s. Übersicht 14).

Damit wurden bis Ende 1972 21 mit insgesamt 38 Reaktoren vom Typ »Magnox« ausgestattete Kernkraftwerke in Betrieb genommen, die eine Gesamtleistung von 8415 MWe aufweisen, davon 62% in Großbritannien und 28% in Frankreich. Von der zum gleichen Zeitpunkt in der Welt erzeugten Kernkraftleistung von 43411 MWe entfielen damit 19% auf Graphit-Gas-Kraftwerke. Zur gesamten nuklearen Stromerzeugung der westlichen Welt[22] bis Ende 1973 (etwa 770 Mio kWh) trugen diese Kraftwerke etwa 30% bei. Da inzwischen die letzten in Auftrag gegebenen Graphit-Gas-Kraftwerke in Betrieb genommen worden sind und mit neuen Aufträgen nicht zu rechnen ist, gehen diese Anteilzahlen schnell zurück.

Magnox-Reaktoren sind schon frühzeitig bis zur vollen industriellen Reife entwickelt worden und zeichnen sich durch große Zuverlässigkeit aus, die in hohen Verfügbarkeitsgraden zum Ausdruck kommt. Nicht vorausgesehene Korrosionsschäden an Stahlteilen im Reaktorinneren haben aber eine allgemeine Absenkung der Kühlgastemperaturen und damit auch der Reaktorleistungen erforderlich gemacht.

Die Verwendung von natürlichem Uran als Brennstoff und von Graphit als Moderator bedingt ein voluminöses Core und stellt damit Konstruktionsprobleme für das Druckgefäß. Sie wurden gelöst durch den Übergang von Stahlbehältern (mit Wanddicken bis über 10 cm) zu Druckgefäßen aus Spannbeton. Das große Corevolumen führt andererseits zu einer besonders guten Neutronenökonomie. Magnox-Reaktoren sind zudem gute Plutonium-Produzenten.

Nachteilig sind nicht nur die erforderlichen großen Dimensionen, sondern auch die Begrenzungen des Kühlgasdrucks und die geringen spezifischen Leistungen. Das alles führt zu hohen

[22] Die kommunistischen Länder machen keine Angaben über die Atomstromerzeugung.

Anlagekosten, die 1964/65 in Großbritannien und 1969/70 in Frankreich Veranlassung gegeben haben, diesen Reaktortyp aufzugeben.

1.4.3.2 *Fortgeschrittene gasgekühlte Reaktoren (AGR)*

In Großbritannien entschloß man sich Mitte der 60er Jahre, die Kühlung mit Kohlendioxyd beizubehalten, aber anstelle von Natururan in Form von Metall auf 1,6 bis 2,5% angereichertes Uran in Form von Oxyd zu verwenden und die Elemente mit Edelstahl anstatt Magnox zu umhüllen. Dies ist das Konzept des 1958 in Auftrag gegebenen Prototyps eines *Advanced Gas cooled Reactor* (AGR) in Windscale und der ab 1965 in Auftrag gegebenen Leistungskraftwerke dieses Typs (Übersicht 15).

Übersicht 15: AGR-Kraftwerke in Großbritannien

Reaktoren bzw. Kernkraftwerke	Auftrags-erteilung	Nettoleistung in MWe	Erstmals kritisch/ Anschluß ans Netz
WINDSCALE	1958	33	1962/63[a]
DUNGENESS B	1965	2 × 606	1979/80
HINKLEY POINT B	1967	2 × 625	1976
HUNTERSTON B	1967	2 × 625	1976
HARTLEPOOL	1968	2 × 625	1981/82
HEYSHAM A	1970	2 × 625	1981/82
HEYSHAM B	1980	2 × 611	1986/88
TORNESS POINT	1980	2 × 611	1986/88

[a] 1981 endgültig stillgelegt (durchschnittlicher Lastfaktor über die gesamte Betriebszeit: 72%)

Der AGR zeichnet sich gegenüber dem Magnox-Reaktor aus durch größere Kompaktheit und entsprechend kleinere Dimensionen wie auch durch höhere Austrittstemperaturen des Kühlgases (665 bis 675° C anstatt rd. 400° C) und damit durch höheren thermischen Wirkungsgrad (42% anstatt 33%). Der Abbrand des Brennstoffs, d.h. die je Tonne Kernbrennstoff erzeugte Wärme-Energie erhöht sich damit von 3000 bis 4000 MWd/t auf 18000 bis 20000 MWd/t[23].

[23] 1 MWd (Megawatt-Tag) = 24000 kWh (Wärme). Häufig wird als Abbrand auch der auf den anfänglichen Brennstoffgehalt bezogene Prozentsatz an Brennstoff bezeichnet, der während des Reaktorbetriebs verbrannt wird.

Ungeachtet aller Anstrengungen ist es den mit der Entwicklung und dem Bau von Reaktoren in Großbritannien befaßten Stellen nicht gelungen, Elektrizitätserzeuger anderer Länder für den AGR zu engagieren. Er konnte sich im Wettbewerb mit den Leichtwasser-Reaktoren nicht behaupten. Anfang der 70er Jahre zeichnete sich daher in Großbritannien die Tendenz ab, entweder zu den noch weiter fortentwickelten gasgekühlten Hochtemperatur-Reaktoren überzugehen oder die Gaskühlung aufzugeben und, wie fast die gesamte übrige Welt, Leichtwasser-Reaktoren zu bauen. Die entgegen allen Erwartungen am 10. Juli 1974 getroffene Entscheidung für den Schwerwasser-Reaktor wurde am 25. Januar 1978 widerrufen. Zugleich gaben der britische Central Electricity Generation Board (CEGB) und der South of Scotland Electricity Board (SSEB) ihre Absicht bekannt, vier weitere AGR-Kraftwerksblöcke mit zusammen 2500 EWe zu errichten, und zwar in Heysham/Lancashire (Heysham B, 2 × 625 MW) und in Torness Point an der Südostküste von Schottland (2 × 625 MW). Erst mit einer am 18. Dezember 1979 getroffenen Regierungsentscheidung wurde der Druckwasser-Reaktor zur offiziellen britischen Reaktorlinie deklariert. Der britische Central Electricity Generating Board (CEGB) gab im Oktober 1981 bekannt, das erste Kraftwerk dieses Typs mit einer Leistung von 1200 MWe werde am schon benutzten Reaktorstandort Sizewell bei Leiston in Suffolk errichtet werden.

1.4.3.3 Gasgekühlte Hochtemperatur-Reaktoren (HTR)

Der Hochtemperatur-Reaktor *(High Temperature Gas Cooled Reactor)* verwendet in seiner den Uran-Plutonium-Zyklus nutzenden Konverter-Variante auf etwa 5% angereichertes Uran als Brennstoff und in seiner den Uran-Thorium-Zyklus nutzenden thermischen Brüter-Variante zusätzlich ein hoch, nämlich bis zu 93% angereichertes Uran als Spaltstoff und Thorium als Brutstoff. Auf eine Metallumhüllung wird aber verzichtet, vielmehr wird Graphit sowohl als Hüllenwerkstoff wie auch als Moderator verwendet. Kühlmittel ist nicht mehr Kohlendioxyd, sondern Helium.

Der HTR zeichnet sich aus durch einen stets negativen Temperatur-Koeffizienten und eine besonders hohe Kühlkreislauf-Austrittstemperatur, die in der gegenwärtigen Entwicklungsphase 750° C beträgt. Eine Steigerung bis 1000° C und möglicherweise noch darüber hinaus kann erwartet werden. Das

führt zu einem besonders hohen thermischen Wirkungsgrad[24], gestattet später den Übergang zur Gasturbine im Direktkreislauf und ermöglicht in der weiteren Perspektive die Verwendung der nuklearen Wärme im Temperaturbereich zwischen 800 und 1100° C als Prozeßwärme, insbsondere für chemische und metallurgische Zwecke. Der HTR kann zudem zu einem gasgekühlten Schnellen Brutreaktor weiterentwickelt werden.

Die Leistungsdichte ist wesentlich höher als beim AGR. Ein besonderer Vorteil liegt darin, daß praktisch nur Graphit als Moderator und Strukturmaterial verwendet wird. Alles dies führt im Ergebnis zu einer besseren Nutzung der zur Verfügung stehenden Kernbrennstoffe und auch zu einer Verringerung des Kühlwasserbedarfs.

Der gasgekühlte Hochtemperatur-Reaktor wurde seit Ende der fünfziger Jahre in drei Linien entwickelt:

- als europäisches Gemeinschaftsprojekt DRAGON: von der OECD unterstellten Europäischen Kernenergie-Agentur (ENEA, jetzt NEA); ein mit prismatischen Brennelementen ausgestatteter Versuchsreaktor von 20 MW_{th} wurde in Winfrith (Großbritannien) gebaut und im August 1964 kritisch;
- als gleichfalls mit prismatischen Brennelementen ausgestatteter Versuchsreaktor: von der General Atomic (einer Tochter der Gulf Oil und der Royal Dutch/Shell) in den Vereinigten Staaten; ein erster Versuchsreaktor mit 40 MWe Leistung wurde in Peach Bottom/Pennsylvania im März 1966 kritisch;
- als *Kugelhaufen-Reaktor,* eine Konzeption von R. Schulten: von der Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor (AVR); ein 15 MWe-Versuchskraftwerk dieses Typs wurde im August 1966 in Jülich/Rheinland kritisch. Am 27. Februar 1974 wurde dieser Reaktor auf die bisher noch nicht erreichte Kühlkreislauf-Austrittstemperatur von 950° C (bis dahin 850° C) hochgefahren (s. Abb. 12). Wegen mehrerer Störfälle war dieser Reaktor 1978/79 etwa 15 Monate lang außer Betrieb; am 18. August 1979 wurde er erneut kritisch.

Entscheidendes Element aller Entwicklungen sind die als *coated particles* bezeichneten (mit pyrolytisch abgeschiedenem Kohlenstoff) »beschichteten Brennstoffteilchen« mit Durchmessern von 0,4 bis 0,6 mm. Die Brennstoffkerne dieser in Graphit eingebetteten Partikel bestehen je nach dem Zyklus aus gering

[24] Wirkungsgrad ist das Verhältnis der geleisteten Nutzarbeit zur zugeführten Energie.

Abb. 12: Schnittmodell des AVR-Reaktors in Jülich (BBC-Krupp-Reaktorbau GmbH)

1 Dampfsammler
2 Schutzbehälter III
3 Schutzbehälter II
4 Schutzbehälter I
5 Dampferzeuger
6 Mischkühler
7 Kohlesteinbrücke
8 Biologischer Schild I
9 Core
10 Graphithreflektor
11 Kugelabzugsrohr
12 Gasreinigungsbehälter

Abb. 13: Schnitt durch den THTR-Reaktor in Uentrop-Schmehausen

1 Reaktordruckbehälter
2 Regel- und Abschaltstäbe
3 Dampferzeuger
4 Core mit 600000 Kugeln
5 Zugabe der Brennelemente
6 Reaktorhilfsgebäude
7 Beschickungsanlage
8 300-MW-Turbine
9 Maschinenhauskran
10 Speisewasserbehälter
11 Kühlwasserbehälter
12 Reaktorhallenkran

angereichertem Uran oder aus hoch angereichertem Uran und Thorium.

Auf der Grundlage dieser drei Versuchsreaktoren kündigen sich mehrere Prototypen-Bauprogramme an:

(1) In den *Vereinigten Staaten* ist ein 330 MWe-Reaktor in Fort Saint Vrain/Colorado am 9. Februar 1974 kritisch geworden; unerwartete, nicht prinzipbedingte Schwierigkeiten haben die Inbetriebnahme aber längerfristig verzögert. Nachdem zu-

(Fortsetzung der Erläuterungen zu Abb. 12)

13 Montagegerät für Gasreinigungsbehälter
14 Biologischer Schild II
15 Kugelzugaberaum
16 Gebläse
17 Montagegerät für Gebläse
18 Verweniger-Schrottabschneider Abbrandmessung
19 Materialschleuse
20 Spindelaufzug
21 Ringträger
22 Ringkanal

letzt ein Fehler im Gasgebläse beseitigt worden war, nahm dieser Reaktor am 5. März 1980 wieder den Betrieb auf. In den Jahren 1971 bis 1974 erhielt General Atomic Aufträge und Optionen zur Errichtung von Hochtemperatur-Reaktoren mit einer Gesamtleistung von ca. 10000 MWe. Wegen der in Fort St. Vrain aufgetretenen Schwierigkeiten wurden inzwischen alle Aufträge storniert und Optionen zurückgegeben.

(2) In der *Bundesrepublik Deutschland* wurde nach Überwindung größerer Schwierigkeiten auf der Seite des Hersteller-Konsortiums 1971 in Uentrop-Schmehausen, Kreis Unna/Westfalen, der Bau eines 300 MWe-Prototyp-Kernkraftwerks mit einem Thorium-Hochtemperatur-Reaktor (THTR) nach dem Kugelhaufenprinzip in Angriff genommen (600000 Graphitkugeln von 6 cm Durchmesser, in die der Brennstoff – jeweils 1 g Uran und 5 bis 10 g Thorium – als *coated particles* eingebettet ist). Dieser Reaktor wird nach einem außerordentlich langwierigen Genehmigungsverfahren nicht vor 1985 in Betrieb gehen (vgl. Abb. 13).

(3) Ob auch in *Großbritannien* ein HTR-Prototyp gebaut wird, ist nach wie vor offen, wenngleich mehr und mehr zweifelhaft. Man denkt an ein Kraftwerk vom Typ DRAGON mit einer Leistung von 600 MWe.

Weiteres zur Entwicklung von Hochtemperatur-Reaktoren s. S. 472ff.

1.4.4 Wasser-Reaktoren

1.4.4.1 Schwerwasser-Reaktoren

Von Anfang der Reaktorentwicklung an wurde wegen seines günstigen Verhaltens gegenüber Neutronen schweres Wasser als Moderator und dann auch als Kühlmittel in Betracht gezogen. So sah die in Deutschland während des Krieges in Angriff genommene Reaktorentwicklung, insbesondere der nicht vollendete Reaktor in Haigerloch/Württemberg, schweres Wasser (neben Graphit) als Moderator vor[25]. Im Kriege noch – am 15. Mai 1944 – wurde der amerikanische Schwerwasser-Reaktor

[25] Die in einem Felsenkeller unter der Schloßkirche in Haigerloch untergebrachte letzte Forschungsstätte des von W. Heisenberg geleiteten »Uranvereins« wurde restauriert und im Mai 1980 als Erinnerungsstätte der Öffentlichkeit zugänglich gemacht.

Chicago Pile 3 in Lemont, Illinois, als dritter nach zwei graphitmoderierten Reaktoren (Chicago Pile 1 und 2) kritisch. Es folgten: 1945 Kanada (Zero Energy Experimental Pile – ZEEP – in Chalk River), 1948 Frankreich (Zéro Energie Oxyde d'Uranium et Eau Lourde – ZOE), 1949 die Sowjetunion (TR), 1951 Norwegen (Joint Establishment Experimental Pile – JEEP – in Kjeller), 1954 Schweden (Swedish Low Energy Experimental Pile – SLEEP – in Stockholm), Großbritannien (Dimple in Harwell), 1957 Italien (Ispra 1 in Ispra), 1959 die Bundesrepublik (Forschungsreaktor FR 2 in Karlsruhe; 1981 nach mehr als 20 Betriebsjahren stillgelegt) und 1961 Dänemark (Danish Reactor in Risø). Ferner wird von der OECD auf der Grundlage einer Vereinbarung aus dem Jahr 1958 der Reaktor Halden in Norwegen entwickelt und betrieben.

Schwerwassermoderierte Reaktoren, die einen besonders niedrigen spezifischen Brennstoffverbrauch aufweisen, können mit natürlichem Uran betrieben werden. Es hat sich aber gezeigt, daß leicht angereichertes Uran wegen der dann möglichen kompakteren Bauweise Vorteile bringt. Die Schwerwasserlinie hat sich vornehmlich deshalb nicht durchsetzen können, weil mehrere Varianten entwickelt wurden und zum Teil noch entwickelt werden, die sich vor allem in der Kühlung unterscheiden. Von Interesse sind:

Die Kühlung mit schwerem Wasser, und zwar in den beiden Varianten eines Druckröhren-Reaktors (Trennung von Moderator und Kühlmittel) und eines Druckgefäß-Reaktors (integrierte Bauweise). Diese Entwicklungslinie wurde zuerst in Kanada aufgenommen. Der 25 MWe-Versuchsreaktor Nuclear Power Demonstration 2 – NPD 2 – in Rolphton/Ontario wurde 1962 kritisch. Als erste Realisation in industriellem Maßstab folgte der 1967 in Betrieb genommene 200 MWe-Reaktor in Douglas Point/Ontario. Seitdem ist die Ontario Hydro an den Bau von zwei Großanlagen herangegangen, den aus acht 500 MWe-Druckröhren-Reaktoren bestehenden Reaktorkomplex Pickering am Ontario-See (Aufträge 1965 bis 1967 sowie 1974, Inbetriebnahme 1971 bis 1973 und 1980/81) und den aus vier 750 MWe-Druckröhren-Reaktoren bestehenden Reaktorkomplex Bruce in Tiverton (Aufträge 1969, Inbetriebnahme 1976 bis 1979). Vgl. Übersicht 16.

Mit schwerem Wasser moderierte und auch gekühlte Reaktoren wurden gleichfalls in Schweden entwickelt. Nach dem für

Übersicht 16: Mit schwerem Wasser moderierte Leistungsreaktoren

Reaktoren bzw. Kernkraftwerke	Kühlung (C = Typ CANDU)	Nettoleistung in MWe	Auftragserteilung	erstmals kritisch/ Anschluß ans Netz
Argentinien				
ATUCHA 1[a]	D_2O	320	1968	1974
RIO TERCERO[c]	D_2O(C)	600	1973	1982
ATUCHA 2[a]	D_2O	745	1980	1987
Deutschland (BR)				
MZFR, Karlsruhe	D_2O	50	1961	1965
KKN, Niederaichbach	CO_2	100	1966	1972/73[b]
Frankreich				
EL 4, Brennilis	CO_2	70	1962	1966/71
Großbritannien				
SGHWR[d], Winfrith	H_2O	100	1951	1967/68
Indien				
RAJASTAN 1 und 2[c]	D_2O(C)	2 × 203	1963/67	1973/80
KALPAKKAM 1 und 2[c]	D_2O(C)	2 × 220	1965	1980/83
NARORA 1 und 2	D_2O(C)	2 × 200	1973	1984/85
Italien				
CIRENE, Latina	H_2O	35	1967	1981
Japan				
FUGEN	H_2O	165	1970	1978
Kanada				
NPD, Rolphton	D_2O(C)	22	1956	1962
DOUGLAS POINT	D_2O(C)	208	1961	1966
GENTILLY 1	H_2O	250	1966	1971
PICKERING A 1 bis 4	D_2O(C)	4 × 514	1965–67	1971–73
BRUCE B 1 bis 4	D_2O(C)	4 × 750	1969	1976–79
GENTILLY 2	D_2O(C)	600	1973	1982
POINT LEPREAU	D_2O(C)	635	1974	1981
PICKERING B	D_2O(C)	4 × 500	1974	1982/83
BRUCE B	D_2O(C)	4 × 750	1975	1984/88
DARLINGTON	D_2O(C)	4 × 750	1975	1988/90

Reaktoren bzw. Kernkraftwerke	Kühlung (C = Typ (CANDU)	Netto-leistung in MWe	Auftrags-erteilung	erstmals kritisch/ Anschluß ans Netz
Korea				
ASAN	D_2O(C)	600	1973	1982
Pakistan				
KANUPP, Karachi[c]	D_2O(C)	125	1965	1972
Rumänien				
CERNAVODA 1	D_2O(C)	600	1978	1986/87
Schweden				
ÅGESTA	D_2O	80 MW_{th}	1958	1973
MARVIKEN[e]				
Tschechoslowakei				
BOHUNICE A 1	CO_2	110	1958	1972

[a] Lieferung aus Deutschland, ATUCHA 1 am 13. Januar 1974 erstmals kritisch
[b] am 31. Juli 1974 stillgelegt
[c] Lieferung aus Kanada
[d] der britische CEGB wollte zeitweilig insgesamt sechs Kernkraftwerke des Typs SGHWR – jetzt unter der Bezeichnung PTR (Pressure-Tube-Reactor) – mit je 600 bis 600 MWe, insgesamt also etwa 4000 MWe, in Auftrag geben.
[e] Bau eingestellt.

Heizzwecke eingesetzten 80 MW_{th}-Versuchsreaktor Ågesta (Inbetriebnahme 1964) wurde 1964 der Bau des auf eine Leistung von 130/200 MWe ausgelegten Kernkraftwerks Marviken begonnen, aber nicht mehr vollendet. Ein mit schwerem Wasser sowohl moderierter als auch gekühlter Reaktor ist auch der von W. Finkelnburg (Siemens) entwickelte, 1961 in Auftrag gegebene und 1965 kritisch gewordene 50 MWe-Mehrzweck-Forschungs-Reaktor (MZFR) vom Druckgefäß-Typ in Karlsruhe.

Die Kühlung mit gewöhnlichem Wasser. Diese Entwicklung wurde oder wird vor allem betrieben

- in Großbritannien: der 1951 in Auftrag gegebene und 1968 kritisch gewordene 100 MWe-Steam-Generating-Heavy-Water-Reactor (SGHWR)[26] in Winfrith, Dorset; Anfang Juli 1974 hat die britische Regierung – gegen die Voten des CEGB und

[26] Nunmehr offiziell als PTR (Pressure Tube Reactor) bezeichnet.

der Industrie – entschieden, die nukleare Elektrizitätsversorgung auf der Grundlage dieses Reaktortyps auszubauen. Wie der britische Energieminister Varley mitteilte, sei diese Wahl getroffen worden, weil dieser Reaktortyp zufriedenstellend funktionieren werde, unverzüglich gebaut werden könne, hinsichtlich der Sicherheit einwandfrei sei und man über eigene sowie kanadische Erfahrungen (Typ CANDU) verfüge. Dieser Plan ist Anfang 1978 offiziell aufgegeben worden, ohne daß bis dahin der Bau eines Kraftwerkes dieses Typs begonnen wurde. Nunmehr wird erneut erwartet, daß ein Leichtwasser-Reaktor vom Druckwassertyp in Auftrag gegeben wird, und sei es nur mit dem Ziele, diesen Typ mit dem bislang keineswegs endgültig aufgegebenen Advanced Gascooled Reactor in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht zu vergleichen[27];

- in Kanada: der 1966 in Auftrag gegebene und 1970 kritisch gewordene 250 MWe-Reaktor Gentilly in Becancour/Quebec;
- in Italien: der 1967 in Auftrag gegebene, Ende 1973 kritisch gewordene, mit Naßdampfnebel gekühlte 35 MWe-Versuchsreaktor Cirene in der Provinz Latina.

Die Kühlung mit Kohlendioxyd. Diese Entwicklung wurde zuerst in Frankreich aufgenommen und hat dort ihren wenigstens vorläufigen Abschluß in dem 1962 in Auftrag gegebenen und 1966 erstmals kritisch gewordenen 70 MWe-Versuchsreaktor Eau Lourde No. 4 – EL 4 – in Brennilis/Finistère gefunden. Auch das 1966 in Auftrag gegebene und 1972/3 in Betrieb genommene, am 17. Dezember 1972 erstmals kritisch gewordene, aber am 31. Juli 1974 stillgelegte 100 MWe-Kernkraftwerk Niederaichbach – KKN – in Bayern war schwerwassermoderiert und gasgekühlt.

Die Kühlung mit organischer Flüssigkeit. Mit dieser Entwicklung haben sich vornehmlich die Vereinigten Staaten, Kanada

[27] Am 18. Dezember 1979 gab der britische Energieminister D. Howell vor dem Unterhaus das seit langem erwartete neue Kernkraftwerksprogramm bekannt. Es gibt der britischen Industrie zusätzlich zu dem laufenden AGR-Programm einen Markt von 15000 MWe, die über 10 Jahre ab 1982 in der Abfolge von etwa einem Werk pro Jahr erstellt werden sollen. Die Regierung stimmt der Entscheidung des CEGB zu, wonach die National Nuclear Corp. (NNC) Verhandlungen mit Westinghouse (USA) über eine DWR-Lizenz führen kann. Der CEGB hat der NNC dann am 21. April 1980 ein Letter of Intent für ein DWR-Kraftwerk erteilt. Der Baubeginn ist für 1982 vorgesehen, bevorzugter Standort ist Sizewell.

und die Europäische Atomgemeinschaft, aber auch Dänemark, Spanien und die UdSSR befaßt. Hingewiesen sei auf das in den Vereinigten Staaten entwickelte Projekt eines Heavy-Water-Organic-Cooled-Reactor – HWOCR – und das in der Kernforschungsstelle Ispra von EURATOM entwickelte Reaktorprojekt ORGEL (Reacteur *Or*ganique *E*au *L*ourde) mit seiner Vorstufe, dem 1967 kritisch gewordenen Versuchsreaktor ESSOR (*Ess*ais *Or*gel). Alle Entwicklungen organisch moderierter Schwerwasser-Reaktoren wurden inzwischen aufgegeben.

Weltweit waren Ende 1979 Schwerwasser-Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 23 000 MWe in Betrieb, im Bau oder bestellt bzw. in weitgehend abgeschlossener Planung, ganz überwiegend in Kanada. Diese Reaktorlinie erreicht damit rund 5% der entsprechenden Weltleistung.

Schwerwasser-Reaktoren haben in den ersten Jahren einige Schwierigkeiten, insbesondere bei ihren nicht-nuklearen Komponenten, verursacht. Diese Probleme haben aber im ganzen gelöst werden können. Außer in Kanada, Indien, Pakistan und Argentinien[28] sind die mit schwerem Wasser moderierten Reaktoren inzwischen aber aufgegeben oder weitgehend zurückgedrängt worden. Einige Länder, so die Bundesrepublik und Italien, verfolgen diese Reaktorlinie mit beschränkten Mitteln, insbesondere auch für Exportzwecke, deshalb weiter, weil – anders als bei Leichtwasser-Reaktoren – der Einsatz von Natururan möglich und damit größere Unabhängigkeit von der Brennstoffversorgung gegeben ist.

1.4.4.2 Leichtwasser-Reaktoren

Der nur mit angereichertem Uran zu betreibende Leichtwasser-Reaktor beherrscht heute – auch im Ostblock – das Feld. Nachdem der britische Central Electricity Generating Board am 21. April 1980 ein Letter of Intent für einen Druckwasser-Reaktor erteilte, hat der Leichtwasser-Reaktor sich bislang nur (noch) nicht in Kanada sowie in Indien, Pakistan und Argentinien durchgesetzt.

Die Entwicklung von Leichtwasser-Reaktoren nahm in den Vereinigten Staaten ihren Anfang. In der Erkenntnis, daß das

[28] Alle außereuropäischen Länder, die Schwerwasser-Kernkraftwerke durch Unternehmen anderer Länder errichten lassen oder ließen, sind dem Atomwaffensperrvertrag bisher nicht beigetreten.

während des Krieges erlangte Wissen über die Kernspaltung sich auch friedlich nutzen läßt, hat die amerikanische Atom-Energie-Kommission – die USAEC – schon frühzeitig Versuchsreaktoren in ihren Laboratorien gebaut und damit die Grundlage für die weitere Entwicklung geschaffen. Dabei war mitentscheidend, daß man damit auch glaubte, die im und nach dem Kriege geschaffenen großen Isotopentrennanlagen für friedliche Zwecke weiter nutzen zu können.

Hierzu ist zunächst eine für die weitere Entwicklung wichtige Unterscheidung vorzunehmen:

Will man bei einem mit Wasser gekühlten Reaktor die Dampfblasenbildung und die dadurch bedingte Komplikation des Wärmeübergangsverhaltens vermeiden, so muß man das Wasser unter einem Druck von etwa 150 at halten. Das Wasser kommt dann auch bei der vorgesehenen Temperatur von 300° C nicht zum Sieden. Ein solcher Reaktor wird *Druckwasser-Reaktor* (Pressurized Water Reactor – PWR) genannt. Wegen der möglichen kompakten Bauweise kann er in einem starken Druckkessel untergebracht werden. Die Brennelemente werden vom primären Kühlwasser unmittelbar umspült. Dieses gibt seine Wärme in Sekundärdampf erzeugenden Wärmeaustauschern ab. Der in die Turbine gehende Dampf ist also nicht radioaktiv. Abb. 14 verdeutlicht das Prinzip eines solchen Reaktors. Den Schnitt durch ein Reaktorgebäude zeigt Abb. 15.

Abb. 14: Prinzipskizze eines Druckwasser-Reaktors (KWU)

Schnitt durch einen Druckwasserreaktor

1 Reaktordruckgefäß (Stahl)
2 Steuerstäbantriebe
3 Lademaschine
4 Biologischer Schild (Beton)
5 Brennelementlagerbecken
6 Dampferzeuger
7 Frischdampfleitung (zur Turbine)
8 Betonzylinder
9 Krananlage
10 Sicherheitsbehälter (Stahl)
11 Luftspalt
12 Betonhülle
13 Abluftkamin
14 Maschinenhaus

Abb. 15: (nach BMFT, Kernenergie, eine Bürgerinformation)

1 Reaktor
2 Dampferzeuger
3 Hauptkühlmittelpumpe
4 Turbosatz
5 Wasserabscheider
6 Zwischenüberhitzer
7 Kondensator
8 Speisewasserpumpe
9 Vorwärmer
10 Kühlwasserpumpe

Kernkraftwerk mit Druckwasserreaktor, Kreislauf

Abb. 16: Schema des Primär- und des Sekundär-Kreislaufs des Druckwasser-Kernkraftwerks Biblis A (Siemens)

Das Schema des Primär- und des Sekundärkreislaufs des Kernkraftwerks Biblis A gibt Abb. 16 wieder.

Wenn man dagegen zuläßt, daß das als Moderator und Kühlmittel verwendete Wasser siedet (das ist das Prinzip des *Siedewasser-Reaktors* – Boiling Water Reactor – BWR), ist bei der vorgesehenen Temperatur von 300° C kein so hoher Druck erforderlich. Es genügen etwa 70 at. Man kann zudem auf Wärmeaustauscher verzichten, muß dann aber eine begrenzte radioaktive Verseuchung der Turbine in Kauf nehmen. Der Siedewasser-Reaktor regelt sich selbst durch die Dampfblasenbildung und die sich dadurch verringernde Moderation der Neutronen, d.h. er weist einen negativen Leistungskoeffizienten auf. In der Abb. 17 werden Sicherheitsbehälter und Reaktordruckgefäß eines Siedewasser-Reaktors im Schnitt gezeigt.

Der Druckwasser-Reaktor wurde in den Vereinigten Staaten zuerst mit dem Ziel entwickelt, über weitgehend versorgungsunabhängige Antriebsanlagen für Unterseeboote zu verfügen. Dem diente das von der USAEC und der US-Navy gemeinsam betriebene Submarine Thermal Reactor – STR – Program in Idaho (Reaktoren Mark I und II, erstmals kritisch am 31. März

Abb. 17: Schnitt durch den Sicherheitsbehälter mit Reaktordruckgefäß und Druckabbausystem des Siedewasser-Kernkraftwerks Brunsbüttel I (KWU)

1 Montageöffnung
2 Frischdampfleitung
3 Reaktordruckgefäß mit Einbauten
4 Rundlauf
5 Isolierung
6 Biologischer Schild
7 Innenzylinder
8 Fundament
9 Bodenwanne
10 Schnellabschaltsystem
11 Beladedeckel
12 Lüftung
13 Oberer Ringraum
14 Splitterschutzbeton
15 Betondecke mit Einströmöffnungen
16 Kondensationskammer (Luftbereich)
17 Kondensationsrohre
18 Dichthaut
19 Druckschale
20 Kondensationskammer (Wasserbereich)
21 Speisewasserleitung
22 Unterer Ringraum
23 Axialpumpe
24 Steuerstabantriebe
25 Incoremeßleitung
26 Personenschleuse
27 Nebenschleuse
28 Dichthaut mit Schleuse
29 Schleusvorrichtung

1953 und 15. Februar 1954) und die Inbetriebnahme des Unterseeboots *Nautilus* und zahlreicher weiterer Unterseeboote.

Der entscheidende technische Durchbruch gelang mit dem von Westinghouse entworfenen 90-MWe-Druckwasser-Reaktor Shippingport 1 in Pennsylvania, der 1957 seinen Betrieb aufnahm. Die Inbetriebnahme der beiden gleichfalls mit Unterstützung der USAEC 1954/55 in Auftrag gegebenen Reaktoren Yankee in Rowe/Massachusetts (Westinghouse, 1975 MWe, Betrieb seit 1961) und Indian Point I im Staat New York (Babcock & Wilcox, 151 MWe, Betrieb seit 1963) waren die nächsten Schritte.

Die Entwicklung von Siedewasser-Reaktoren nahm in den Vereinigten Staaten ihren Anfang in den Boiling-Reactor-Experimenten – BORAX – in Arco/Idaho. BORAX I wurde im Sommer 1953 kritisch. Es folgte der 5 MWe-Experimental Boiling Water Reactor – EBWR – in Lemont/Illinois, der am 1. Dezember 1956 kritisch wurde. Der entscheidende Schritt war dann der 1955 an die General Electric in Auftrag gegebene und 1960 kritisch gewordene 200 MWe-Reaktor Dresden 1 in Morris/Illinois. Den spektakulärsten Durchbruch zur Wirtschaftlichkeit markierte der 1963/64 der General Electric von der Jersey Central Power and Light Co. erteilte Auftrag für das 560 MWe-Siedewasser-Kernkraftwerk Oyster Creek 1.

Mit dem 1958 von RWE und Bayernwerk der AEG in Auftrag gegebenen und nach nur dreijähriger Bauzeit 1961 in Betrieb genommenen, übrigens ohne öffentliche Hilfen errichteten 15 MWe-Versuchs-Atomkraftwerk (VAK) Kahl am Main hat die Bundesrepublik Deutschland schon recht früh den Anschluß an die Entwicklung in den Vereinigten Staaten gefunden. Die nach den befriedigenden Bau- und ersten Betriebserfahrungen mit dem Kraftwerk Kahl 1962 und 1964 in Auftrag gegebenen und 1966 bis 1968 ans Netz angeschlossenen Demonstrationskraftwerke Gundremmingen an der Donau (252 MWe), Lingen an der Ems (160 MWe zuzüglich 96 MWe fossile Überhitzung) und Obrigheim am Neckar (345 MWe) wurden mit finanziellen Beihilfen und Risikoabsicherungen des Bundes errichtet. Am ersten der drei genannten Kraftwerke, Grundremmingen, beteiligte sich die Europäische Atomgemeinschaft mit einem Zuschuß von 32 Mio DM. Durch seine Einschreibung in das gemeinsame EURATOM-USA-Reaktorprogramm wurde es ferner zu begünstigten Bedingungen mit Kernbrennstoffen versorgt. Alle drei genannten Kraftwerke erhielten zudem das

Übersicht 17: Technische Kenndaten für im Bau befindliche Leichtwasser-Kraftwerke verschiedener Hersteller mit über 1000 MWe Nettoleistung. Nach: H. H. König, ergänzt nach B. Bergmann und H. Krämer

Reaktorbau-Unternehmen		Vereinigte Staaten				Deutschland (BR)		UdSSR
		B & W	C-E	GE	West	KWU	KWU	
Reaktortyp		DWR	DWR	SWR	DWR	DWR	SWR	DWR
therm. Reaktorwärmeleistung am NDS	MW	3427	3413	3323	3425	3462	3670	3000
elektrische Kraftwerk-Nettoleistung[a]	MW	1180	1150	1135	1165	1146	1260	1000[b]
Kraftwerk-Wirkungsgrad	%	34,5	33,7	34,2	34,2	33,4	33,4	33,3[b]
Reaktorkühlmittel – Durchsatz	t/h	63000	70800	48300	62800	72000	55600	76000
– Austrittsdruck	at	153	153	70,4	153	158	72	160
– Austrittstemperatur	°C	332	327	285	326	316	286	324
Frischdampf-Druck	at	73,1	68,0	68,0	68,0	52,0	68,4	64,0
mittlere Heizflächen-Belastung	W/cm^2	64,0	64,7	52,0	68,5	57,0	–	–
mittlere Brennstoffleistung	kW/kgU	32,1	36,0	22,7	39,5	35,0	22,5	45,5
Leistung je Liter Reaktorkern	kW/dm^3	95,7	94,7	51,0	104,0	87,0	51,2	111
Anzahl der Brennelemente		205	217	764	193	193	840	151
Anzahl der Brennstäbe je Element		208	176	49	204	236	49	331
mittlere Anreicherung im Gleichgewicht	%	3,11	3,3	–	3,27	3,0	2,6–2,7	4,4
mittlerer Abbrand im Gleichgewicht	MWd/tU	32000	33500	27500	33000	31500	27500	40000
Brennstoffmenge	tU	106	94	146	86,3	99,2	163,8	66
Druckbehälter Innen-Durchmesser	m	4,52	4,37	6,38	4,39	5,00	6,70	–
Gewicht	t	475	422	825	465	5,30	7,90	–

[a] abhängig von Kühlwassertemperatur [b] Brutto-Werte NDS: Nukleares Dampferzeugungssystem GE: General Electric
B & W: Babcock & Wilcox West: Westinghouse C-E: Combustion Engineering KWU: Kraftwerk-Union

Statut eines »Gemeinsamen Unternehmens« nach dem EURATOM-Vertrag, womit die Gewährung gewisser steuerlicher Vergünstigungen verbunden war. Die vom Bund und von der Europäischen Atomgemeinschaft geschaffenen günstigen Startbedingungen und die große Einsatz- und Risikobereitschaft der Industrie haben in der Bundesrepublik vergleichsweise früh, früher jedenfalls als in anderen nicht-amerikanischen Ländern, die Voraussetzungen für den dann folgenden Bau leistungsstarker Leichtwasser-Kraftwerke ohne öffentliche Hilfen geschaffen und der Kernenergieerzeugung damit zum Durchbruch verholfen.

Übersicht 17 gibt die wichtigsten, auf der Vierten Genfer Atomkonferenz im September 1971 bekanntgewordenen technischen Kenndaten von Leichtwasser-Reaktoren mit Nettoleistungen zwischen 1000 und 1260 MWe, die von Reaktor-Bau-Unternehmen in den Vereinigten Staaten, der Bundesrepublik und der Sowjetunion[29] derzeit gebaut werden. Die Auslegungsdaten der Druckwasser-Reaktoren einerseits und der Siedewas-

Übersicht 18: Auslegungswerte für Leichtwasser-Reaktoren

	Jahr des Auftrags	Nettoleistung in MWe	Nettowirkungsgrad %	Spez. Leistg. kW/kg U	Mittl. Leistg.-dichte kW/l	Mittl. Abbrand MWd/t U
BWR						
DRESDEN I (USA)	1955	180	28,7	11,5	28,9	11000
GUNDREMMINGEN	1962	237	29,6	17,2	40,9	16500
PHILIPPSBURG 1	1970	864	33,6	22,4	51,1	27500
zukünftig möglich		1600		30	70	27500
PWR						
YANKEE (USA)	1956	110	28,1	18,8	58,4	8200
OBRIGHEIM	1964	328	31,1	23,3	68	24000
BIBLIS A	1969	1145	33,1	34,9	86,7	31500
zukünftig möglich		1600	33,5[a]	46	110	35000

[a] Bei Kühltürmen: 32,0.

[29] Schon seit Ende der 50er Jahre werden in der Sowjetunion neben Druckwasser-Reaktoren auch mit Graphit moderierte und Leichtwassergekühlte Reaktoren (LWGR) gebaut. Wegen ihres Kostennachteils gegenüber dem DWR wird diese Linie aber aufgegeben werden.

ser-Reaktoren andererseits liegen recht nahe beieinander. Nach der gegenwärtigen Konzeption können noch Kernkraftwerke mit *einem* Reaktor und *einem* Turbosatz bis zu einer Leistung von 2000 MWe gebaut werden.

Die Entwicklung der wesentlichen technischen Daten für Leichtwasser-Reaktoren in der Bundesrepublik läßt die Übersicht 18 erkennen.

Diese Übersicht zeigt das immer noch vorhandene große Entwicklungspotential der Leichtwasser-Reaktoren. Eindrucksvoll ist die erreichte und für die Zukunft zu erwartende Steigerung der spezifischen Leistung und der Leistungsdichte[30].

Leichtwasser-Kraftwerke erweisen sich als zunehmend zuverlässig. Wie der 5. FORATOM-Kongreß im Oktober 1973 in Florenz deutlich machte, zeigt die jährliche Zahl der ungeplanten Stillstände mit steigenden Betriebsjahren deutlich eine fallende Tendenz. Die Schwierigkeiten, die vornehmlich zu Stillständen geführt haben und die auch für die Zukunft zu befürchten sind, sollten aber nicht unterschätzt werden. In der Vergangenheit waren die Hauptursachen für Schäden an den in Westeuropa betriebenen Leichtwasser-Kraftwerken die folgenden[31] (vgl. S. 430ff.):

- Schäden an den Reaktoreinbauten, die hoch radioaktiv sind und fernbedient repariert werden mußten;
- Schäden an Dampferzeugerrohren, deren Reparatur durch den relativ hohen Strahlenpegel erschwert wurde;
- Risse an Rohrleitungsverbindungen mit dem Reaktordruckgefäß;
- Turbinenschaufelschäden bzw. Risse in den Schaufelträgern oder Radscheiben;
- verschiedene Unzulänglichkeiten im Turbinenregel- und Schmierölsystem;
- Schäden als Folge von Vibrationen und Korrosionen in den Wasserabscheidern und Zwischenüberhitzern.

[30] Das Kernforschungszentrum Karlsruhe (KFK) und die Kraftwerk-Union (KWU) sind derzeit um die Entwicklung eines fortgeschrittenen Druckwasserreaktors (FDWR) bemüht. Die Anreicherung soll auf 8% anstelle von bisher 3% gebracht werden. Man erwartet eine Konversionsrate von 0,9. Gegenüber dem heutigen LWR würde sich dadurch die Brennstoffausnutzung verfünffachen. Gleichzeitig prüft man in den USA, ob entsprechend hohe Konversionsraten mit einem Thorium-U_{233}-LWR erreicht werden können.

[31] F. Meyer, Bericht über den 5. FORATOM-Kongreß. In: atomwirtschaft (Januar 1974), S. 42.

1.4.5 Schnelle Brutreaktoren[32]

Die komplexen und kostspieligen Programme zur Entwicklung von Schnellen Brutreaktoren werden – weitgehend übereinstimmend – durch die folgenden Argumente gerechtfertigt:

- das in thermischen Reaktoren anfallende Plutonium kann in Schnellen Brütern am wirtschaftlichsten genutzt werden;
- Schnelle Reaktoren vermögen aus dem nichtspaltbaren Uran spaltbares Plutonium zu erbrüten und damit die vorhandenen Uranreserven weit besser zu nutzen;
- bei Einsatz von Schnellen Brütern ist die aus den bekannten Uranreserven gewinnbare Energiemenge wesentlich größer als die aller fossiler Energiereserven zusammengenommen;
- Schnelle Brüter sind unabhängig von Natururanimporten. Sie erhöhen also die Versorgungssicherheit der Elektrizitätswirtschaft;
- die Stromerzeugungskosten Schneller Brutreaktoren sind von den Uranpreisen weitgehend unabhängig; steigende Uranpreise wirken sich daher kaum aus; zudem wird Trennarbeit gespart.

Abb. 18 ist die Prinzipskizze eines Schnellen Brutreaktors. Das eigentliche Core – die *Spaltzone* – besteht aus Plutonium

Abb. 18: Prinzipskizze eines Schnellen Brutreaktors

[32] Weit mehr als die Entwicklung des Hochtemperatur-Reaktors ist die Entwicklung des Schnellen Brutreaktors im nationalen, wie auch im internationalen Rahmen heftig umstritten. Den physikalisch-technischen Problemen dieser Reaktorlinie wurde daher ein vergleichsweise breiter Raum gewidmet.

vermischt mit Natururan oder abgereichertem Uran[33] oder aus hochangereichertem Uran. Prinzipiell kann die Spaltzone auch aus mittelhoch angereichertem Uran bestehen. Diese Zone ist von einem aus abgereichertem Uran bestehenden Brutmantel – der *Brutzone* – umgeben. Die aus der Spaltzone in die Brutzone dringenden Neutronen führen zur Umwandlung von Uran 238 in Plutonium, zunächst vornehmlich in Plutonium 239 und später auch in Plutonium 240, 241 und 242. Hier sei daran erinnert, daß die ungradzahligen Isotope des Plutoniums Spaltstoffe sind, d.h. ähnliche Eigenschaften wie das Uran 235 aufweisen, während die geradzahligen Isotope Brutstoffe wie das Uran 238 sind. Der Brutvorgang (Erzeugung von Plutonium 239 aus Uran 238) findet auch in der Spaltzone statt. Übersicht 19 verdeutlicht die Bruteigenschaften eines Schnellen Reaktors.

Übersicht 19: Charakteristische Struktur der Neutronenbilanz thermischer und Schneller Reaktoren

Neutronen je Spaltung	Leichtwasser-Reaktoren		Schnelle Reaktoren	
Erzeugung		2,47		2,95
Nutzung				
zur Aufrechterhaltung der Kettenreaktion	1		1	
Verluste durch Absorption	0,71		0,47	
Leckage	0,06	1,77	0,06	1,53
Verbleiben zum Brüten		0,70		1,42

Schnelle Brutreaktoren haben eine wesentlich höhere *Leistungsdichte*, d.h. Wärmeerzeugung je Raumeinheit, als thermische Reaktoren: 200–400 kW/l im Vergleich zu maximal ca. 100 kW/l bei Druckwasser-Reaktoren. Diese Leistungsdichte ist primär durch die Forderung nach einem möglichst kleinen Spaltstoffinventar bedingt. Daher müssen die Brennstabdurchmesser klein gehalten werden. Das Kühlmittel muß erlauben, die entstehende dichte Wärme abzuleiten, ohne daß zu viele Neutronen absorbiert oder abgebremst werden. Die letztere Bedingung müssen auch die Strukturmaterialien – vorwiegend Edelstahl – erfüllen. Zugleich soll eine hohe Kühlmitteltempe-

[33] Abgereichertes Uran, d.h. Uran, das weniger als 0,71% Uran 235 enthält, fällt unter der Bezeichnung »Tails« bei der Urananreicherung an.

ratur – ca. 550° C Austrittstemperatur – einen entsprechend hohen Wirkungsgrad (40%) ermöglichen.

Nach heutiger Auffassung ist flüssiges Natrium das geeignetste Kühlmittel. Es erlaubt einen günstigen Wärmeübergang und zeichnet sich zugleich durch günstiges Bestrahlungsverhalten aus. Natrium ist bei gewöhnlicher Temperatur fest; es schmilzt bei etwa 100° C und siedet bei etwa 900° C. Im Reaktorbetrieb ist das Natrium also weit vom Verdampfungspunkt entfernt und steht nicht unter hohem Druck. Beides ist sicherheitstechnisch vorteilhaft.

Andererseits hat Natrium nachteilige chemische Eigenschaften: Seine Reaktionen mit Wasser sind besonders heftig, seine Verträglichkeit mit anderen Materialien ist begrenzt. Da es im Reaktor radioaktiv wird, sieht man wenigstens einen weiteren Natrium-Zwischenkreislauf vor, in dem das Natrium nicht radioaktiv wird.

Die Probleme der Natriumtechnologie haben Veranlassung gegeben, auch andere Kühlmittel in Betracht zu ziehen. Die Dampfkühlung ist inzwischen weltweit aufgegeben worden, nicht zuletzt wegen des relativ ungünstigen Neutronenverhaltens mit der Folge einer niedrigeren Brutrate. Dagegen wird zur Zeit die Kühlung mit Helium studiert, ohne daß es bisher zu Entscheidungen über den Bau von Versuchsreaktoren gekommen ist.

Bei der weiteren Entwicklung Schneller Brüter stehen mancherlei noch nicht vollständig überwundene technologische Schwierigkeiten an: neben Problemen, die das Natrium als Kühlmittel aufwirft, der erforderliche umfassende experimentelle Nachweis, daß Schäden von Brennstäben sich nicht ausbreiten, sondern sich von selbst stabilisieren, ferner daß Reaktionen von Natrium mit geschmolzenem Kernbrennstoff nur geringe mechanische Energie freisetzen. Außerdem sind geeignete Methoden zu wiederkehrenden Prüfungen zu entwickeln, die der Verwendung austenitischer Stähle als Strukturmaterial Rechnung tragen und unter Natrium durchführbar sind. Man hofft, daß diese und alle anderen für den sicheren Betrieb von Schnellen Brutreaktoren noch offenen Probleme ihre Lösung im Rahmen der weltweit betriebenen Entwicklungsprogramme finden werden, doch ist man heute in bezug auf den Zeitplan weniger optimistisch als noch vor etwa fünf oder zehn Jahren: Mit den ersten Aufträgen für industriell reife Schnelle Brutreaktoren mit entsprechender Leistung ist nur in Frankreich und in

der Sowjetunion schon in den achtziger Jahren zu rechnen. Eine breitere industrielle Nutzung ist also frühestens gegen Ende des Jahrhunderts denkbar.

Die Sicherheitsprobleme, Programmverzögerungen und Überschreitungen der Kostenvoranschläge haben in jüngster Vergangenheit zu einer kritischeren Einstellung gegenüber diesem Vorhaben und gelegentlich auch zu der Forderung geführt, die deutsche Entwicklung eines Schnellen Natriumbrüters abzubrechen[34]. Der Deutsche Bundestag beschloß am 15. Dezember 1978 die Schnellbrüterentwicklung fortzusetzen und das Versuchskraftwerk SNR-300 in Kalkar fertigzustellen, aber über die Inbetriebnahme der Anlage erneut zu entscheiden. In der Zwischenzeit soll eine Enquête-Kommission des Parlaments – neben Stellungnahmen zu Fragen der Kernenergienutzung allgemein – hierzu eine Empfehlung geben.

Schnelle Brutreaktoren werden vor allem in den Vereinigten Staaten, in Großbritannien, in Frankreich, in der Bundesrepublik gemeinschaftlich mit Belgien und den Niederlanden, in Italien, in der Sowjetunion und in Japan entwickelt, und zwar grundsätzlich in der Stufenfolge:

- Experimentierreaktoren,
- Versuchsreaktoren mit Leistungen zwischen 200 und 500 MWe,
- Prototypen für wirtschaftlich einsatzfähige Reaktoren (Demonstrationskraftwerke) mit Leistungen um 1000 MWe.

Die erste Etappe ist in den meisten Ländern inzwischen zurückgelegt worden. In Frankreich, Großbritannien und der UdSSR wurde auch die zweite Etappe erfolgreich durchlaufen, während sie in den übrigen Ländern derzeit verwirklicht wird. Frankreich und die UdSSR haben auch die dritte Etappe in Angriff genommen.

Seit 1960 betreibt und koordiniert das Kernforschungszentrum Karlsruhe Forschung und Entwicklung von Schnellen Brutreaktoren in der *Bundesrepublik Deutschland.* Die Industrie ist stark eingeschaltet. Die »erste Etappe« ist gekennzeichnet durch die Versuchsanordnungen SNEAK (Schnelle Nullenergie-Anordnung Karlsruhe), STARK (Schnell-Thermischer Argonaut-Reaktor Karlsruhe) und SUAK (Schnelle Unterkritische Anordnung Karlsruhe) und den am 20. August 1971 kri-

[34] Vgl. die Erklärung des Bundestagsabgeordneten K. H. Kern im SPD-Pressedienst vom 19. 9. 1974 und die hierauf von dem Bundestagsabgeordneten G. Flämig im SPD-Pressedienst vom 1. 10. 1974 gegebene Erwiderung.

tisch gewordenen und 1974 bis 1977 in einen Schnellen Reaktor umgebauten, von der Firma Interatom errichteten 20 MWe-Reaktor KNK (Kompakte Natrium-gekühlte Kernenergieanlage) in Karlsruhe – Inbetriebnahme 1976; 1977 mit »schnellem Kern« erneut in Betrieb genommen. Bei den Versuchen, auf Vollast zu gehen, traten sowohl im August 1978 als auch im März 1979 Reaktivitätsschwankungen auf, wahrscheinlich als Folge des Eintritts des Edelgases Argon in den Reaktorkern.

Nach längerer, durch die verspätete Inbetriebnahme des KNK wie auch durch Standortprobleme bedingter Verzögerung wurde der Bau des Brüter-Prototyps SNR 300 (Schneller Natrium-Reaktor), ein gemeinsames Projekt der Bundesrepublik mit Belgien und den Niederlanden, im Frühjahr 1973 in Kalkar am Niederrhein begonnen (s. Abb. 19). Damit wurde die »zweite Etappe« eingeleitet. Seine termingerechte Fertigstellung (vertraglicher Übergabetermin: 1. Januar 1980) und auch die Einhaltung des Kostenlimits ist durch das inzwischen weitgehend formalisierte, wesentlich verschärfte und in seinen Ansprüchen erheblich gesteigerte Genehmigungsverfahren nicht erreicht worden. Besondere Probleme werfen hier die geforderte Notkühlung auf, die Sicherung gegen Einwirkungen von außen und die umfassende Beherrschung der Auswirkungen eines postulierten Bethe-Tait-Störfalles innerhalb der Anlage.

Nach neuen Informationen werden die Baukosten des SNR 300 den Betrag von 3 Mrd DM übersteigen (vgl. Übersicht 110) und nach jüngsten Kostenschätzungen wahrscheinlich den Betrag von 5 Mrd DM erreichen. Die Inbetriebnahme wird jetzt für 1985/86 erwartet. Für das Folgeprojekt SNR-2 mit etwa 1300 MWe (vergleichbar mit Super-Phénix) ist die Vorplanung noch nicht abgeschlossen. Mit dem Baubeginn ist frühestens nach einjährigem Betrieb des SNR 300 zu rechnen.

Die Vereinigten Staaten weisen das am breitesten angelegte Brüter-Entwicklungsprogramm auf. Es begann bereits in den vierziger Jahren. 1951 erzeugte der Experimentierreaktor EBR I (Experimental Breeder Reactor I) in Idaho weltweit den ersten Atomstrom überhaupt. Die Anlage wurde bis 1963 betrieben und dient heute als Museum. 1965 wurde der EBR II (20 MWe) in Idaho in Betrieb genommen, 1965 der Sicherheitsforschungsreaktor SEFOR. Der Reaktor FFTF (Fast Flux Test Facility, 400 MWth), der überwiegend zur Brennelementerprobung dienen soll, nahm 1979 seinen Betrieb auf.

Der auf Initiative und ausschließlich mit Mitteln von Elektri-

Abb. 19: Reaktorkühlkreislauf des SNR 300 in Kalkar/Niederrhein

1 Reaktor
2 Natriumpumpe (Primärkreislauf)
3 Zwischenwärmetauscher
4 Spiegelhaltesystem
5 Natrium-Reinigungssystem
6 Ablaßtank

zitätserzeugern errichtete 61 MWe-Versuchsreaktor Enrico Fermi 1 in Monroe/Michigan mußte 1966 nach nur wenigen Monaten Betrieb infolge eines Störfalls, bei dem zwei Brennelemente teilweise geschmolzen waren, außer Betrieb genommen werden. Nach mehrjähriger Reparatur wurde er kurzzeitig wieder betrieben, dann aber stillgelegt, da er für das amerikanische Schnellbrüterprogramm keine Bedeutung mehr hatte.

Als Versuchsreaktoren der 300 MWe-Klasse (vergleichbar

mit SNR 300) waren in den USA ursprünglich drei parallel zu errichtende Anlagen vorgesehen, von denen aber nur der CRBR, Clinch River Breeder Reactor, geplant wurde. Die Gesamtkosten wurden zum Zeitpunkt des Projektbeginns 1974 auf 1,74 Mrd Dollar bei Annahme des Baubeginns 1975 veranschlagt. Während heute (1980/81) ein Großteil der Hauptkomponenten fertiggestellt ist, ist mit den Bauarbeiten nicht begonnen worden. Das Genehmigungsverfahren ruht seit April 1977 infolge des Kurswechsels der Brüterpolitik der USA: Im Zusammenhang mit ihrem Bestreben, die Weiterverbreitung von Atomwaffen zu verhindern, hatte sich die Regierung der USA für einen Aufschub der kommerziellen Nutzung des Schnellen Brüters und der Wiederaufarbeitung auf unbestimmte Zeit entschieden. Die fertiggestellten Großkomponenten von Clinch River werden inzwischen im Rahmen des aufwendigen Basis F + E Programms getestet. Nach dem Wechsel im Amt des amerikanischen Präsidenten Anfang 1981 ist zu erwarten, daß der 380 MWe-CRBR doch noch fertiggestellt wird.

In *Großbritannien* wurde der 250 MWe-Reaktor Prototyp in Dounrey (PFR 250) nach Verzögerungen 1975 fertiggestellt, die zweite Entwicklungsstufe steht damit vor dem Abschluß. Danach ist der Bau eines 1300 MWe-Demonstrationskraftwerks (CDFR) geplant. Der Bau dieses Reaktors soll erst nach einer öffentlichen Debatte in Angriff genommen werden.

In *Frankreich* konnte der 1969 begonnene Bau des 250 MWe-Reaktors Phénix verhältnismäßig schnell vollendet werden[35]. Er wurde als bisher am wenigsten durch Schwierigkeiten beeinträchtigtes, im ganzen erfolgreichstes Vorhaben am 31. August 1973 kritisch und am 13. Dezember 1973 an das Stromnetz angeschlossen. 1976 begann bei Creys-Malville der Bau des 1200 MWe-Demonstrationskraftwerks Super-Phénix, dessen Fertigstellung für 1983 vorgesehen ist. Dieser Anlage sollen industrielle Brüter-Kraftwerke in Bestellserien folgen, ähnlich wie das in Frankreich bei Leichtwasserreaktoren erfolgreich praktiziert wird.

Die *Sowjetunion* schließlich hat das 350 MWe-Demonstrationskraftwerk BN-350 (thermische Leistung 650 MWth) im Sommer 1973 in Betrieb genommen. Dieser Reaktor ist zur Strom- und Trinkwassererzeugung am Kaspischen Meer eingesetzt. Berichte über aufgetretene Schwierigkeiten wurden aber

[35] Vorstufe war der 1967 kritisch gewordene 40 MW-Prototyp RAPSODIE in Cadarache.

bisher nicht widerlegt. Es heißt, daß es im Februar 1975 zu einem zweistündigen Natriumbrand gekommen ist. Der Bau des BN-600, eines Reaktors mit einer Leistung von 600 MWe, wurde 1968 begonnen. Dieser Reaktor ist im Frühjahr 1980 in Betrieb gegangen. Wie auf der Europäischen Kernenergie-Konferenz im April 1975 in Paris von A. G. Mechkow mitgeteilt wurde, ist geplant, sodann ein Brüterkraftwerk von 1500 MWe, den BN-1500, zu bauen. Nach einer Mitteilung des sowjetischen Ministers für Energiewirtschaft und Elektrifizierung, Njeporoschnij, vom April 1979 soll dieser dritte Brüter eine Leistung von 1000 MW erreichen. Schließlich hat *Japan* 1981 mit dem Bau eines 300-MWe-Prototyps mit der Bezeichnung Monju begonnen. Dieser Reaktor soll 1987 in Betrieb gehen. Weitere Ausführungen zu diesen Entwicklungen s. S. 481 ff.

Bei allen drei Versuchsreaktoren der 300 MWe-Klasse gab es anfangs Probleme mit den Natrium/Natrium-Zwischenwärmetauschern (Phénix, PFR) bzw. den Dampferzeugern (PFR, BN-350). Seit den erfolgten Reparaturen bzw. Änderungen dieser kritischen Komponenten laufen Phénix und PFR mit hoher Verfügbarkeit. Die Betriebsdaten von BN-350 sind nicht bekannt.

1.4.6 Zusammenfassung

Die Entwicklung der letzten Jahre hat gezeigt, daß die Zahl der Reaktorvarianten, die sich industriell durchgesetzt haben oder deren Entwicklung mit Aussicht hierauf weitergeführt wird, stark zurückgegangen ist. Unstreitig ist, daß in den nächsten zwanzig Jahren die Leichtwasser-Reaktoren dominieren werden. Sie haben nach wie vor ein günstiges Entwicklungspotential. Ob sämtliche angelaufenen Entwicklungsvorhaben für Schnelle Brutreaktoren bis zur industriellen Reife weitergeführt werden, ist dagegen umstritten. Gegenüber den ursprünglichen optimistischen Fristvorgaben ist eine deutliche Verzögerung festzustellen. Nach heutiger Vorstellung werden in den achtziger Jahren – neben mehreren weiteren Versuchsreaktoren – alle in Betrieb gehenden Brüter-Kraftwerke industrieller Größe (1000 MWe und darüber) noch Demonstrationscharakter haben. Nur in Frankreich und eventuell der UdSSR ist noch in den achtziger Jahren mit der Auftragsvergabe kommerzieller Brüter-Kraftwerke zu rechnen[36]. In den übrigen Ländern wird

[36] Ob diese Voraussage für Frankreich aufrechterhalten werden kann, ist nach dem Wechsel im Amt des französischen Präsidenten fraglich geworden.

Übersicht 20: Kenndaten wichtiger Leistungsreaktoren

	Brennstoffdaten							Leistungsdaten		
Reaktortyp	Brennstoffladung	Anreicherung Gleichgewicht	Mittlerer Abbrand	Brennstoffbelastung	Spaltstoffbelastung	Leistungsdichte	Konversion	Kühlmittel Reaktoraustritt	Dampfzustand vor Turbine	Nettowirkungsgrad
Einheit	t	%	GWd/tSM	kW/kg	MW/kg	$kW/_1$		°C/ata	°C/ata	%
Druckwasserreaktor[a]	103	3,1	32,2	36,5	1,2	93	0,5	$\frac{323}{155}$	$\frac{284}{68}$	32,6 Kühlturm
Siedewasserreaktor[b]	155	2,6	27,5	23,7	0,91	51,1	0,5	$\frac{286}{71}$	$\frac{281}{67}$	34,0 Flußkühlung
Fortgeschrittener gasgekühlter Reaktor (AGR)[c]	93	2,3	18,0	6,5	0,28	2,7	0,4	$\frac{648}{40}$	$\frac{533}{163}$	42,0
Hochtemperaturreaktor (HTR)[d]	0,4 (U) 3,7 (Th) $(U+Th)O_2$	93,0	109,0	0,002 (U) 0,2 (Th)	2,0	6,0	0,5	$\frac{787}{40}$	$\frac{530}{177}$	40,0 Trockenkühlung
Schneller natriumgekühlter Brüter (SNR)[e]	19,0 $(U+Pu)O_2$	11,5 (Pu)	67,0 $(U+Pu)O_2$	116,0 $(U+Pu)O_2$	1,0	380,0	1,27	$\frac{615}{10}$	$\frac{538}{169}$	42,0

[a] 1300 MW, Biblis; [b] 1300 MW, Krümmel; [c] 600 MW; [d] 300 MW; [e] ca 1000 MW

GWd/tSM = Gigawatt-Tage (24 Mio kWh) je Tonne Schwermetall (Uran + Plutonium).

sich die industrielle Nutzung dieser Reaktorlinie wahrscheinlich bis zum Ende des Jahrhunderts, oder vielleicht auch darüber hinaus, verzögern.

Offen ist nach wie vor, ob neben den Reaktoren der gegenwärtigen Generation, den Leichtwasser-Reaktoren, und den Schnellen Brutreaktoren als der Lösung für die Zukunft eine dritte Reaktorlinie sich durchsetzen wird. Dies könnte nur der Hochtemperatur-Reaktor sein. Dieser Reaktortyp hat wegen seines Entwicklungspotentials, wegen seiner Eignung für die Erzeugung von Prozeßwärme und wegen seiner umweltfreundlichen Eigenschaften dann aber Aussicht, auch langfristig gegenüber Leichtwasser-Reaktoren und auch gegenüber dem Schnellen Brüter zu bestehen. Ob dies gelingen wird, hängt ab von den Betriebsergebnissen der Prototypen mit Leistungen von wenigstens 300 MWe, insbesondere Fort St. Vrain und Uentrop-Schmehausen, und natürlich auch von dem Engagement, mit welchem die Industrie sich für diese Linie einsetzt, der Staat diese Entwicklung fördert und das Genehmigungsverfahren vorankommt.

Es ist unverkennbar, daß die Entwicklung des Hochtemperatur-Reaktors gegenüber dem Schnellen Brüter in einen Rückstand geraten ist und daß ihr die Absicherung durch breite internationale Parallelentwicklung fehlt. Das ist bedauerlich, weil diese Reaktorlinie unter zahlreichen energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten an Interesse gewinnt: niedriger Bedarf an Uran und Trennarbeit, geringe Abwärme, Eignung zur Substitution von Öl auch in anderen Bereichen als dem der Elektrizitätserzeugung – dazu die inhärente Sicherheit.

Unentschieden ist, welche Rolle Schwerwasser-Reaktoren spielen werden. Großbritannien hat seine Grundsatzentschei-

Zu Übersicht 20:

Quellen: Kolb u. a., Studie über die Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung mit Hochtemperatur-Reaktoren. Angewandte Systemanalyse Nr. 8, Jül-1527, Aug. 1978.

ASA, Angewandte Systemanalyse. Programmstudie: Nukleare Primärenergieträger. Bd. I: Energie durch Kernspaltung ASA-ZE/08/78, Köln, April 1978.

P. Banz, K. Lange-Stalinski, H. Mitschel, Das 1300-MW-Kernkraftwerk Krümmel. ATW (1971) 2.

HRB-Technische Daten für HTR.

OECD, Uranium-Resources, Production and Demand. Paris, Dez. 1977. Daten für den SNR 1300.

dung für diese Linie inzwischen widerrufen. In Ländern der Dritten Welt, so in Argentinien, findet diese Linie aber nach wie vor Interesse. Ob sie unter dem Gesichtspunkt der besseren Uranausnutzung auch in den USA zum Einsatz kommen wird, ist wegen der gegenüber Leichtwasser-Reaktoren höheren Investitionskosten wenig wahrscheinlich.

Die wesentlichen Daten der Leistungsreaktortypen der verschiedenen Generationen finden sich in Übersicht 20. Deutlich ist die Tendenz zur Steigerung des Abbrandes, der Kühlmitteltemperatur und des Nettowirkungsgrades.

1.5 Die thermonukleare Fusion

Nicht nur durch Spaltung schwerer, sondern auch durch *Verschmelzung leichter Atomkerne* kann Energie erzeugt werden. Ausgangskerne sind die beiden schweren Wasserstoffisotope Deuterium ${}^{2}_{1}D$ und Tritium ${}^{3}_{1}T$ und das leichte Heliumisotop ${}^{3}_{2}He$. Aus diesen Kernen bauen sich schwerere Kerne nach folgenden Verschmelzungsprozessen auf:

$${}^{2}_{1}D + {}^{2}_{1}D \rightarrow {}^{3}_{2}He + n + 3{,}27\ \text{MeV}$$

$${}^{2}_{1}D + {}^{2}_{1}D \rightarrow {}^{3}_{1}T + p + 4{,}03\ \text{MeV}$$

$${}^{2}_{1}D + {}^{3}_{1}T \rightarrow {}^{4}_{2}He + n + 17{,}6\ \text{MeV}$$

$${}^{2}_{1}D + {}^{3}_{2}He \rightarrow {}^{4}_{2}He + p + 18{,}3\ \text{MeV}$$

Tritium kommt in der Natur nur in verschwindend geringen Mengen vor, kann aber – ähnlich wie das Plutonium – in einem Fusionsreaktor dadurch erzeugt werden, daß Lithium (${}^{6}_{3}Li$ und ${}^{7}_{3}Li$) durch Neutronen beschossen wird, so daß gegebenenfalls sogar im Gesamtprozeß mehr Tritium erzeugt als verbraucht wird, d.h. Tritium erbrütet wird (s. die Formel auf S. 109).

Diese Verschmelzungsprozesse setzen erst ein, wenn die Ausgangskerne mit hoher Energie aufeinanderstoßen, sonst können die Coulombschen Abstoßungskräfte der positiv geladenen Kerne nicht überwunden werden. Zudem müssen die Kerne hinreichend dicht und lange genug beieinander sein, damit sich eine Kettenreaktion erhält. Die nach Lawson benannten Bedin-

gungen lauten: die Wasserstoffisotope müssen zu einem *Plasma* mit einer Temperatur von einigen hundert Millionen (Kelvin-) Grad (das entspricht etwa 10000 eV) aufgeheizt und so lange zusammengehalten werden, bis das Produkt aus der Dichte des Plasmas n und der Einschlußzeit der Plasmateilchen τ (Tau) einen Mindestwert erreicht, der für eine Mischung aus Deuterium und Tritium – einen DT-Reaktor – bei etwa 10^{14} cm^{-3} sec liegt. Bei einer optimalen Dichte n von etwa 10^{14} bis 10^{16} Teilchen je cm^3 ergeben sich damit Einschlußzeiten zwischen einer und einer Hundertstel Sekunde. Besteht das Plasma nur aus Deuterium, so sind die Bedingungen, unter welchen ein sich selbst erhaltender Verschmelzungsprozeß zustandekommt, um wenigstens eine Zehnerpotenz ungünstiger.

Erfolgt die Aufheizung durch die Explosion einer Spaltstoffbombe, so tritt die angestrebte Kettenreaktion deshalb ein, weil bei diesem außerordentlich kurzfristig wirkenden unkontrollierten Vorgang die Wasserstoffatome hinreichend lange konzentriert bleiben. Dazu müssen die Wasserstoffatome in der Ausgangslage dicht – etwa 10^{22} Teilchen je cm^3 – angeordnet sein. Das ist das Prinzip der Wasserstoffbombe (s. S. 49).

Bei einer ***kontrollierten Kernfusion*** sind die Probleme der Aufheizung und Einschließung sehr viel schwieriger zu lösen. Die erforderlichen außerordentlich hohen Temperaturen erlauben nicht, das Plasma in einem stofflichen Behälter zusammenzuhalten. Möglich ist nur eine Einschließung durch ein magnetisches Feld. Ein solches Feld kann bei geeigneter Formgebung einen Druck nach innen erzeugen, der den durch die Abstoßung der gleichgeladenen Plasmateilchen entstehenden Druck nach außen kompensiert.

Das Plasma, das die Eigenschaften einer leitfähigen Flüssigkeit besitzt, kann durch magnetische Kompression (Pinch), elektrodynamische Stoßwellen (Zeta), magnetische Wechselfelder (Stellarator und Tokamak) oder durch Einfangen auf hohe Geschwindigkeit gebrachter Teilchen (Spiegelmaschine) aufgeheizt werden. Dabei treten aber Instabilitäten auf, die so stark sind, daß es bisher noch nicht möglich war, ein hinreichend heißes und dichtes Plasma während einer Zeit aufrechtzuerhalten, die den Lawson-Bedingungen entspricht. Die bisherigen Experimente erreichen Ergebnisse, die noch deutlich unter den Lawson-Kriterien liegen.

Abb. 20 zeigt die wichtigsten Konfigurationen für den magnetischen Einschluß eines Fusionsplasmas nach dem Toka-

Plasma
Spulenstrom
Spiegelmaschine
Magnetische Feldlinien
Magn. Feldlinien
Theta-Pinch
Plasma
Ausströ-mendes Plasma
Hauptfeldspulen
Tokamak
Stabilisie-render Strom
Plasmastrom
Resultierendes Magnetfeld
Metalltorus
Hauptfeldspulen
Stellarator
Helische Wicklung

Abb. 20: Experimente des IPP mit den dazugehörigen Daten

mak-Prinzip. In Abb. 21 sind die bisher mit Tokamak-Experimenten erreichten Ergebnisse und die Ziele der Entwicklungen in ein Lawson-Diagramm eingezeichnet. Die Randlinie der »Reaktor-Domäne« bezeichnet die Grenze des Bereichs, in welchem die Lawson-Kriterien D-T erfüllt sind. Die Ionentemperatur ist in der Abszisse aufgetragen. Die Ordinate gibt das

Abb. 21: Tokamak-Einschlußdaten

Produkt aus Plasmadichte und Einschlußzeit. Die Graphik zeigt, daß im Laufe dieses Jahrzehnts die Experimente immer mehr in die Nähe der Erfüllung der Lawson-Kriterien vorgestoßen sind.

Ein Fusionsreaktor ist vermutlich in zweifacher Hinsicht einem Spaltungsreaktor überlegen: Er kann das in praktisch unbegrenzter Menge zur Verfügung stehende schwere Wasser als Brennstoff verwenden, und er könnte besonders umweltfreundlich sein, da nach günstigen, bisher allerdings noch nicht verifizierten Prognosen im wesentlichen nur Tritium als radioaktiver Abfall entsteht. Skeptiker meinen allerdings, die im Spalt- und Brutmantel durch frei werdende Neutronen entste-

henden radioaktiven Nebenprodukte würden gleichwohl zu Abfallproblemen führen.

Wie dem auch sei, das alles erklärt, warum sich im Augenblick in zahlreichen Institutionen der Welt über 3500 Wissenschaftler mit einem Jahresaufwand von über einer Milliarde Dollar um die Realisierung einer ersten kontrollierten thermonuklearen Fusion bemühen. (Die USA beabsichtigen derzeit, den finanziellen Aufwand für die Fusionsforschung auf 800 Mio Dollar jährlich zu verdoppeln.) Erwähnt seien:

- das Max-Planck-Institut für Plasmaphysik – IPP – in Garching bei München[37] und die Laboratorien der Kernforschungsanlage – KFA – in Jülich, ferner das Kernforschungszentrum Karlsruhe – KfK – und das Hahn-Meitner-Institut – HMI – in Berlin (Das Programm Energieforschung und Energietechnologien 1977 bis 1980 der Bundesrepublik sieht vor, daß die vornehmlich in diesen beiden zuerst genannten Instituten laufenden Forschungs- und Entwicklungsarbeiten während der Jahre 1977 bis 1980 mit insgesamt 397 Mio DM gefördert werden. Es ist aber beabsichtigt, die jährliche Dotierung des Forschungsgebietes »Kernfusion« des IPP von 78 auf 150 Mio DM und die der KFA von 25 auf 28 Mio DM anzuheben. Nutznießer wäre vor allem das Kernfusionsprojekt »Zephyr« des IPP. Die erforderlich gewordenen Kürzungen des Budgets des BMFT stellen diese Ausgabensteigerungen in Frage[38].);
- die Laboratorien Fontenay-aux-Roses und Saclay des französischen CEA;
- das Laboratorium Frascati des italienischen CNEN;
- das Culham-Laboratorium der britischen UKAEA;
- das Lawrence-Radiations-Laboratorium in Berkeley/USA;
- das Plasma Physics Laboratory der Universität Princeton und das Oak Ridge National Laboratory/USA.
- das Kurchatow-Institut für Atomenergie in Moskau.

[37] Das IPP in Garching meldete, daß es in einem Experiment mit der Fusionsmaschine Wendelstein VII A am 14. Juni 1980 erstmalig gelungen sei nachzuweisen, daß auch mit einem Stellerator und nicht nur mit einem Tokamak Aussicht auf eine kontrollierte Kernfusion besteht. Vorher bereits – im Februar 1980 – war die auf dem Tokamak-Prinzip beruhende Fusionsmaschine ASDEX (Axialsymmetrisches Divertor-Experiment) in Betrieb genommen worden (Investitionskosten 65 Mio DM). Mit dieser Anlage konnte in einem heißen Plasma erstmalig eine Entladung drei Sekunden lang aufrechterhalten werden.

[38] Wegen fehlender Mittel wurde das Zephyr-Projekt Anfang 1981 eingestellt.

Die Arbeiten der in der Europäischen Gemeinschaft gelegenen Forschungsstätten, auf die etwa 30% der auf dieses Ziel gerichteten Gesamtforschungen entfällt, koordiniert die Europäische Atomgemeinschaft. Diese Einrichtungen und Aktionen wurden zunächst gemeinsam finanziert. Die Schwierigkeiten bei der Verabschiedung des Gemeinsamen Forschungsprogramms der Europäischen Atomgemeinschaft zwangen aber zur Aufgabe dieses Finanzierungssystems.

Im Mittelpunkt dieses Programms[39] steht der Bau eines großen Tokamak-Experiments unter der Bezeichnung JET (Joint European Torus), das bei einer vierjährigen Bauzeit 400 Mio DM kosten soll (die Kostenschätzung von 1981 kommt auf 630 Mio DM) und bei 320 Mitarbeitern für seinen laufenden Betrieb jährlich 80 Mio DM erfordert. 1981 wird der *Gesamt*aufwand für das Kernfusionsprojekt JET auf rund 2,5 Mrd DM geschätzt, eine wegen der zwischenzeitigen Kostensteigerungen gegenüber früheren Voranschlägen wesentlich erhöhte Summe. Die Auseinandersetzungen wegen der Wahl des Standortes – im Wettbewerb waren Garching bei München, Culham bei Oxford und Ispra am Lago Maggiore – haben den Europäischen Ministerrat viele Monate in Anspruch genommen. Schließlich – am 26. Oktober 1977 – fiel die Entscheidung zugunsten von Culham, sehr zum Kummer von Garching. Nachdem der Grundstein im Mai 1979 gelegt wurde, sind die Bauarbeiten inzwischen aufgenommen worden. Mit der Fertigstellung ist bis 1983 zu rechnen[40].

Die Vierte Internationale Konferenz für Plasmaphysik und gesteuerte Kernfusion in Madison/USA im Frühjahr 1971 und die Vierte Internationale Konferenz über die friedliche Anwendung der Atomenergie in Genf im Herbst 1971 vermittelten den Eindruck, daß den Bemühungen um eine kontrollierte thermo-

[39] Das im März 1979 bekanntgegebene Fünfjahresprogramm 1979–1983 der Europäischen Gemeinschaft sieht Gesamtausgaben für die Kernfusionsforschung von 2,3 Mrd DM vor. Diese Summe umfaßt auch die Beträge, die die Mitgliedstaaten für ihre Laboratorien aufwenden. Inzwischen beteiligen sich an diesem Projekt nicht nur die inzwischen zehn Mitglieder der EG, sondern auch die Schweiz, Schweden und Spanien.

[40] Die vier in Deutschland mit der Fusionsforschung betrauten Großforschungseinrichtungen – IPP, KFA, KfK und HMI – sind darüber hinaus an mehreren internationalen Projekten der Fusionsreaktortechnologie beteiligt: INTOR, die auf Vorschlag der Sowjetunion im Rahmen der IAEA gebildete Gruppe »Internationaler Tokamakreaktor«, und NET, die auf europäischer Ebene eingesetzte Definitionsgruppe »Next European Tokamak«.

Prinzipieller Aufbau eines Fusionskraftwerkes N = 5 GW_{th}

Torusdaten: Aussendurchmesser 18 m · Rohrdurchmesser 7 m

Abb. 22: Prinzipskizze eines vom Institut für Plasmaphysik Garching konzipierten Fusionskraftwerkes von 5000 MW_{tk}

nukleare Fusion vor Ablauf von zehn bis fünfzehn Jahren ein Erfolg beschieden sein kann. Nach heutiger Kenntnis lassen vor allem die Versuchsanordnungen nach dem Stellarator- oder dem Tokamak-Prinzip Erfolg erwarten. Diese Auffassung ist aber nicht unbestritten. So verwenden die USA immerhin rund ein Drittel ihrer Mittel auf Fusionsexperimente mit Laser- bzw. Elektronen- und Ionenstrahlen.

Sollte, etwa auf der Grundlage der Tokamak-Technik, das Experiment einer kontrollierten Kernfusion gelingen, so wäre man in der Entwicklung der kontrollierten Kernfusion ebensoweit wie bei der kontrollierten Kernspaltung nach dem Kritischwerden des ersten Reaktors im Dezember 1942.

Die dann anschließende, inzwischen aber bereits vorbereitete Entwicklung würde auf die Konzipierung und Verwirklichung eines ersten *Fusionsreaktors* gerichtet sein. Gedacht wird zur Zeit an die Einschließung eines Deuterium-Tritium-(DT)-Plasmas in einen Torus-Ring von 10 bis 25 m Durchmesser durch ein supraleitendes Magnetsystem bei Kühlung durch Lithium. Das Lithium wird die Aufgabe haben, die bei der Fusion freiwerdenden Neutronen, auf die etwa 80% der freiwerdenden Energie entfällt, abzubremsen und die entstehende Wärme über Wärmeaustauscher an einen Dampfkreislauf abzuführen. Es wird auch dazu dienen, Tritium aus Deuterium nach den Formeln

$$^{6}_{3}\mathrm{Li} + \mathrm{n} \rightarrow {}^{3}_{1}\mathrm{T} + {}^{4}_{2}\mathrm{He} + 4{,}8\ \mathrm{MeV}$$

$$^{7}_{3}\mathrm{Li} + \mathrm{n} \rightarrow {}^{3}_{1}\mathrm{T} + {}^{4}_{2}\mathrm{He} + \mathrm{n} - 2{,}5\ \mathrm{MeV}$$

zu erbrüten. Weil bei dem zweiten Prozeß Neutronen und zudem Gammastrahlen entstehen, muß dieser um den Plasmaring gelegte Brutmantel durch eine Wasser- und Bleischicht abgeschirmt werden. Die äußerste Umhüllung wäre dann ein System von mit flüssigem Helium gekühlten supraleitenden Spulen, die das Magnetfeld zum Einschließen des Plasmas erzeugen. Der Torus hätte damit einen kleinen Durchmesser von etwa 8 m. Ein solcher Fusionsreaktor, den Abb. 22 in einer Prinzipskizze zeigt, müßte eine Leistung von wenigstens 2000 MWe erreichen.

Als Resümee kann festgehalten werden: Obwohl in den letzten Jahren beachtliche experimentelle Fortschritte erreicht wur-

den, hat die Kernfusion die Schwelle der absehbaren physikalischen Realisierbarkeit noch nicht überschritten, da es bisher noch nicht gelungen ist, im Experiment eine kontrollierte thermonukleare Fusion zu erreichen[41]. Zeitangaben über den Beginn einer großtechnischen Nutzung sind deshalb sehr unsicher. Keineswegs kann mit einer großtechnischen wirtschaftlichen Nutzung dieser Energiequelle vor Beginn des nächsten Jahrhunderts gerechnet werden. Man bedenke, daß über 25 Jahre vergingen zwischen dem Schlüsselexperiment für die wirtschaftliche Nutzung der Kernspaltungsenergie, dem Kritisch-werden des ersten Reaktors in Chicago (1942), und der Betriebsaufnahme des ersten für kommerzielle Zwecke konzipierten Kernkraftwerks Oyster Creek (1969). Ebensowenig sind derzeit Aussagen über die Anlage- und Betriebskosten von Fusionsreaktoren möglich. Die in den letzten Jahren in der Fusionsforschung erzielten Fortschritte dürften aber die gelegentlich geäußerte Ansicht widerlegt haben, die Frist bis zur erwarteten energiewirtschaftlichen Nutzung der Kernfusion – etwa 25 Jahre – sei eine über die Zeit hinweg unveränderliche Konstante.

[41] Das Bundesministerium für Forschung und Technologie stellte in einer am 2. August 1980 bekanntgegebenen Antwort auf eine parlamentarische Anfrage fest, bisher sei es noch nicht gelungen, die technische Realisierbarkeit der Kernfusion nachzuweisen. Dann seien aber noch schwierige technische Fragen und Materialprobleme zu lösen. Nach wie vor sei unklar, welcher Forschungsansatz sich später zur Konstruktion des Reaktors eignen werde. Dennoch halte die Bundesregierung an der Entwicklung der thermonuklearen Fusion fest und wende hierfür jährlich 120 Mio DM auf.

2. Energiewirtschaft und Energiepolitik

Die Entwicklung der Kernenergie findet ihre Rechtfertigung in dem Beitrag, den diese Energie zur Sicherung der Energieversorgung erbringen wird oder erbringen könnte. Die nachstehenden Ausführungen liefern daher den Rahmen für das Thema dieses Buches.

2.1 Energiewirtschaft

2.1.1 Die Rolle der Energie in der Wirtschaft

(1) Energie wird definiert als Fähigkeit, Arbeit zu leisten. Das erklärt die besondere Rolle, die die Energie für den Menschen heute spielt und in Zukunft spielen wird.

Nach heutigen Vorstellungen ist die Wirtschaftspolitik letztlich aufgerufen, zwei Ziele zu verwirklichen: das reale Sozialprodukt zu vergrößern und die »Lebensqualität« zu steigern oder – anders ausgedrückt – die Güterversorgung auszuweiten und die Lebens- und Arbeitsbedingungen zu verbessern. Da in den westlichen Industrieländern das »Arbeitsvolumen« (das Produkt aus der Zahl der Erwerbspersonen und der durchschnittlichen Zahl der Jahresarbeitsstunden) derzeit zurückgeht, kann die angestrebte Steigerung des Sozialprodukts nur durch eine entsprechende Steigerung der Produktivität der Arbeitsstunde erreicht werden. Zwischen 1970 und 1979 hat sich für das produzierende Gewerbe der Bundesrepublik Deutschland (Bergbau und verarbeitendes Gewerbe) die Zahl der geleisteten Arbeitsstunden um 26% vermindert und das Produktionsergebnis je Beschäftigtenstunde um 57% erhöht.

In der industriellen Produktion erfordert dies im Regelfalle einen Übergang zu kapital- und häufig auch energieintensiveren Fertigungsmethoden. Dies muß bei allen Bemühungen, Energie sparsamer zu verwenden, berücksichtigt werden. Aus diesen Gründen sind Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch voneinander abhängig, wenn auch keineswegs linear gekoppelt.

Die Energie, die uns die Natur unmittelbar und unverändert, insbesondere als Wasserkraft, Stein- und Braunkohle, Erdöl und Erdgas oder Energie der Kernbrennstoffe zur Verfügung

Primärenergien: Steinkohle | Braunkohle | Rohöl | Erdgas | Wasserkraft Kernenergie

Umwandlungen: Brikett-fabriken | Kokereien, Gaswerke, Hochöfen | Raffinerien | Kraftwerke

Endenergien: Briketts | Koks | Erzeugte Gase[1] | Mineralöl-erzeugnisse[2] | Elektrizität | Fernwärme

Verbrauch: Nichtenergetischer Verbrauch | Energetischer Verbrauch: Industrie | Verkehr | Haushalte usw.

[1] Kokerei- und Stadtgas, Gichtgas, Raffineriegas u. a.
[2] Benzin und Dieselkraftstoff, leichtes und schweres Heizöl, Mineralöle für nicht-energetischen Verbrauch (z. B. Bitumen) u. a.

Abb. 23: Vereinfachtes Flußschema der Energiewirtschaft

stellt, bezeichnen wir als *Primärenergie.* In dieser ursprünglichen Form wird die Energie aber kaum noch genutzt. Sie wird vielmehr regelmäßig – häufig über mehrere Stufen – in *Endenergie,* vor allem Steinkohlenkoks, Stein- und Braunkohlen-Briketts, Heizöl, Treibstoff und Elektrizität verwandelt, d.h. in Energieformen, die der Verbraucher unmittelbar *nutzen* kann zur Erzeugung von Wärme (Heiz- oder Prozeßwärme), mechanischer Arbeit oder Strahlungsenergie, vor allem von Licht. Einzelheiten ergeben sich aus dem Flußschema der Energiewirtschaft (Abb. 23). Dieses Schema ist vereinfacht. Es berücksichtigt insbesondere nicht den Energieaußenhandel und die Lagerungen und Transporte. Auch werden industriell noch nicht ausgereifte Prozesse, wie etwa die Verwertung nuklearer Prozeßwärme, außer Betracht gelassen. Das Flußschema Abb. 23 wird grundsätzlich der Aufstellung der deutschen Energiebilanzen zugrundegelegt[1].

[1] Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland. Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke – VWEW – Frankfurt/Main.

Übersicht 21: Umrechnungen aus und in SKE

1 t SKE (Steinkohleeinheiten) entspricht	
$29,3 \cdot 10^9$ J (Joule)	1 J = $34,1 \cdot 10^{-12}$ t SKE
$7 \cdot 10^6$ kcal (Kilokalorien)	1 kcal = $143 \cdot 10^{-9}$ t SKE
$8,14 \cdot 10^3$ kWh (Kilowattstunden)	1 kWh = $123 \cdot 10^{-6}$ t SKE
29,3 GJ (Gigajoule)	1 GJ = $34,1 \cdot 10^{-3}$ t SKE
5,11 B (Barrel)	1 B = $196 \cdot 10^{-3}$ t SKE
0,7 t ÖE (Öleinheiten)	1 t ÖE = 1,43 t SKE
$930 \cdot 10^{-12}$ TWa (Terawattjahre)	1 TWa = $1,08 \cdot 10^9$ t SKE

Multiplikatoren:
Kilo = 10^3, Mega = 10^6, Giga = 10^9
Tera = 10^{12}, Peta = 10^{15}, Exa = 10^{18}
Milli = 10^{-3}, Mikro = 10^{-6}, Nana = 10^{-9}
Pico = 10^{-12}, Femto = 10^{-15}, Atto = 10^{-18}

Unter den *Umwandlungsprozessen* dominieren die Raffinierung des Rohöls und die Elektrizitätserzeugung aus fossilen und Kernbrennstoffen. Die dabei entstehenden Umwandlungs*verluste* verringern sich stetig. So hat sich beispielsweise in der Europäischen Gemeinschaft zwischen 1960 und 1970 der spezifische Kohleverbrauch für die Roheisenerzeugung um 32,4% und für die Stromerzeugung um 14,4% vermindert. Diese Verbesserungen haben zur Folge, daß der Verbrauch von Primärenergie langsamer ansteigt als der Verbrauch von Endenergie.

(2) Der Weltverbrauch an Primärenergie im Jahre 1979 wird auf 9,75 Mrd Tonnen Steinkohle oder Steinkohleäquivalent veranschlagt (BP), das sind bei einer Weltbevölkerung von 4250 Mio Menschen (UNO) etwa 2,3 Tonnen (t) Steinkohleeinheiten (SKE) oder 16,2 Mio Kilo-Kalorien (kcal) bzw. 86 Mrd Joule (J) je Kopf und Jahr[2]. Im angelsächsischen Sprachgebrauch wird für große Energiemengen die Bezeichnung Q (von Quintillion) verwendet[3]. 1 Q entspricht 10^{18} britischen Wärmeein-

[2] Auf Grund des Gesetzes über Einheiten im Meßwesen ist seit dem 1. Juli 1978 das *Joule (J)* die »gesetzliche Einheit« für die Energie. Diese Einheit hat sich im energiewirtschaftlichen Schrifttum bisher noch nicht durchzusetzen vermocht. In diesem Buch werden daher die bislang gebräuchlichen Einheiten weiterhin verwendet, insbesondere die Kilokalorie (kcal) und die Tonne Steinkohleeinheit (t SKE), aber auch die Tonne Öleinheit (t OE).

[3] Daneben finden die Einheiten *Quad* (von Quadrillion, das sind 10^{15} in angloamerikanischer Zählweise), *EJ* (Exajoule) und *TWa* (Terawattjahr) Anwendung.

Übersicht 22: Umrechnung gebräuchlicher Energieeinheiten (vgl. dazu Übersicht 4, Seite 36).

		J	Btu	kcal	kWh	tSKE	tOE	Q
1 J	=	1	$0,948 \cdot 10^{-3}$	$0,239 \cdot 10^{-3}$	$278 \cdot 10^{-9}$	$34,1 \cdot 10^{-12}$	$23,9 \cdot 10^{-12}$	$0,948 \cdot 10^{-21}$
1 Btu	=	$1,055 \cdot 10^{3}$	1	0,252	$293 \cdot 10^{-6}$	$36 \cdot 10^{-9}$	$25,2 \cdot 10^{-9}$	10^{-18}
1 kcal	=	$4,18 \cdot 10^{3}$	3,97	1	$1,163 \cdot 10^{-3}$	$143 \cdot 10^{-9}$	$100 \cdot 10^{-9}$	$3,97 \cdot 10^{-18}$
1 kWh	=	$3,60 \cdot 10^{6}$	$3,41 \cdot 10^{3}$	859,6	1	$123 \cdot 10^{-6}$	$86 \cdot 10^{-6}$	$3,41 \cdot 10^{-15}$
1 tSKE	=	$29,3 \cdot 10^{9}$	$27,8 \cdot 10^{6}$	$7 \cdot 10^{6}$	$8,14 \cdot 10^{3}$	1	0,7	$27,8 \cdot 10^{-12}$
1 tOE	=	$41,8 \cdot 10^{9}$	$39,7 \cdot 10^{6}$	$10 \cdot 10^{6}$	$11,6 \cdot 10^{3}$	1,43	1	$39,7 \cdot 10^{-12}$
1 Q	=	$1,055 \cdot 10^{21}$	10^{18}	$250 \cdot 10^{15}$	$293 \cdot 10^{12}$	$36 \cdot 10^{9}$	$25,2 \cdot 10^{9}$	1

Zur Unterscheidung von kWh thermisch und kWh elektrisch s. Fußnote auf S. 264.
Bisweilen – vor allem in angloamerikanischen Veröffentlichungen – wird für die Öleinheit (OE, auch ÖE) ein um 5 v. H. höherer kalorischer Wert angesetzt.
Dann 1 t OE = $44 \cdot 10^{9}$ J = $41,8 \cdot 10^{6}$ Btu = $10,5 \cdot 10^{6}$ kcal = $12,3 \cdot 10^{6}$ kWh = 1,5 t SKE = $41,7 \cdot 10^{-12}$ Q.
1 therm = 10^{5} Btu; 1 thermie = 1000 kcal; 1 Quad = 10^{15} Btu = 10^{-3} Q; B (Barrel) s. S. 233.
1 TWa oder 1 TWjr (Terawattjahr) = $31,5 \cdot 10^{18}$ J = $7,53 \cdot 10^{15}$ kcal = $8,76 \cdot 10^{12}$ kWh = $1,075 \cdot 10^{9}$ SKE = $753 \cdot 10^{6}$ t OE = 31,5 EJ.

Seit 1. 1. 1978 ersetzt das Joule (J), d. i. die Wattsekunde (Ws), die Kalorie (cal) als gesetzliche Wärmeeinheit.
1 J = $238,884 \cdot 10^{-6}$ kcal; 1 MJ (Megajoule) = 1 Mio J; 1 GJ (Gigajoule) = 1 Mrd Joule; 1 TJ (Terajoule) = 1 Billion Joule; 1 PJ (Petajoule) = 1 Billiarde (10^{15}) Joule; 1 EJ (Exajoule) = 1 Trillion (10^{18}) Joule.
In diesem Buch werden durchweg die derzeit (noch) gebräuchlichen Einheiten – kcal, kWh, t SKE, t OE – verwendet.

heiten (BTU, auch Btu) oder rund 36 Mrd t SKE. An Primärenergie werden derzeit in der Welt somit jährlich rund 0,25 Q oder auch $280 \cdot 10^{18}$ J (280 Trillionen Joule) verbraucht.

Übersicht 21 zeigt die Umrechnung der gebräuchlichen Energieeinheiten in Steinkohleeinheiten (SKE) und umgekehrt. Vollständiger unterrichtet Übersicht 22.

2.1.2 Status und bisherige Entwicklung der Versorgung der Welt mit Energie

Jede Analyse der Probleme der Weltenergiewirtschaft muß vom gegenwärtigen Status der Energieversorgung der Welt ausgehen. Vier recht einfache Aussagen charakterisieren die derzeitige Lage[4].

Nordamerika 30,9%
West-europa 19,2%
Japan/ Australien 6,4%
17,0% Sowjet-union
6,6% VR China
6,6% andere kommunist. Länder
13,3% Entwicklungs-länder

Abb. 24: Anteile wichtiger Regionen und Länder am Weltverbrauch von Primärenergie im Jahre 1977

[4] Daten für 1978; Quelle IEA und BP; nicht berücksichtigt sind die »nichtkommerziellen Brennstoffe« wie Torf, Brennholz, Dung usw., die in zahlreichen Entwicklungsländern noch eine große Rolle spielen. Deren Anteil am Welt-Primärenergie-Verbrauch wird auf etwa 4% veranschlagt. Zum Energieverbrauch der Entwicklungsländer tragen diese Brennstoffe mit etwa 12% bei.

• auf die westlichen Industrieländer (Westeuropa, Nordamerika, Japan und Australien/Neuseeland) entfallen rund 56% des Weltenergieverbrauchs (vgl. Abb. 24);
• der Pro-Kopf-Verbrauch Westeuropas liegt etwa 12mal so hoch wie der der Entwicklungsländer (Lateinamerika, Afrika, Süd- und Südostasien), der der USA ist sogar 26mal so hoch (vgl. Abb. 27);
• zur Deckung des Welt-Primärenergieverbrauchs tragen bei: Öl mit 46%, Gas mit 19%, Kohle mit 27% und andere Primärenergien (vor allem Wasserkraft und Kernenergie) mit 8% (vgl. Übersicht 23);

Übersicht 23: Welt-Primärenergieverbrauch 1979

Energieträger	in Mio t SKE	Anteile[a] in %	Änderung gegen Vorjahr in %
Öl	4456	44,8	+ 1,2
Gas	1852	18,6	+ 5,3
Feste Brennstoffe	2824	28,4	+ 5,2
Wasserkraft	588	5,9	+ 3,0
Kernenergie	223	2,3	+ 4,0
insgesamt	9943	100	+ 3,2

[a] nach EXXON (Dez. 1980): Öl 47, Gas 19, feste Brennstoffe 26, Wasserkraft 6 und Kernenergie 2%.

Quelle: BP Statistical Review of the World Oil Industry 1979; London 1980.

• und das alarmierendste: die westlichen Industrieländer sind mit 32% ihres Primärenergieverbrauchs auf Einfuhren von Öl aus OPEC-Ländern angewiesen (USA: 19%; Westeuropa: 46%; Japan: 70%), vgl. hierzu Übersicht 24 und Abb. 25.

Das rasche Anwachsen des Energieverbrauchs vor allem seit Ende des letzten Weltkrieges (vgl. Abb. 26) ist in erster Linie zurückzuführen auf die Zunahme der Weltbevölkerung um gegenwärtig etwas unter 1,7% jährlich (Anfang der 70er Jahre noch 2,1%), auf das Anwachsen des realen Bruttosozialprodukts je Kopf der Bevölkerung (in den westlichen Industrieländern 1960 bis 1972 um etwa 4% jährlich, seitdem durchweg

Abb. 25: Anteile wichtiger Regionen an der Primärenergieerzeugung der Welt 1977

Quelle: Esso AG Hamburg, Energistik

Übersicht 24: Die Energiewirtschaft der Welt im Jahr 1977 aufgegliedert nach Regionen

Region	Erzeugung[a] %	Verbrauch[b] %	Überschuß Fehlbetrag %
Westeuropa	7,8	19,2	− 11,4
Nordamerika	25,6	30,9	− 5,3
Japan/Australien	1,9	6,4	− 4,5
westl. Industrieländer	35,3	56,5	− 21,2
Sowjetunion	18,5	17,0	+ 1,5
VR China[c]	6,6	6,6	± 0
andere kommunist. Länder[d]	6,3	6,6	− 0,3
kommunist. Länder	31,4	30,2	+ 1,2
Entwicklungsländer	33,3	13,3	+ 20,0
Welt (rd. 9 Mrd t SKE)	100	100	± 0

[a] Vgl. Abb. 25.
[b] Vgl. Abb. 24.
[c] geschätzt. Nach amtlichen chinesischen Angaben wurden 1978 730 Mio B (100 Mio t) Rohöl (1976: 630 Mio B) und 618 Mio t Kohle (1976: 483 Mio t) gefördert, d. s. zusammen 760 Mio t SKE (1976: 570 Mio t SKE). Die Steigerungsrate seit dem Umschwung in China ist beachtlich: 1976 bis 1978 + 15,5% p.a.
[d] vornehmlich Osteuropa.

Quelle: ESSO AG Hamburg, Energistik 1977.

Abb. 26: Die Entwicklung des Weltenergieverbrauchs nach Energieträgern. Quelle: Alfred Voss in Erwin Münch (Hrsg.), Tatsachen über Kernenergie, Essen, 1980

weniger) und auf die rasche Steigerung der Produktivität der Arbeitsstunde um gegenwärtig etwa 3% jährlich.

Die jüngste Entwicklung der Weltenergieversorgung kann aber nur verstanden werden, wenn man auch die Entwicklung der *Weltkonjunktur* berücksichtigt. Wir registrieren einen empfindlichen Einbruch: Zwischen 1960 und 1973 hat sich sowohl das reale Welt-Bruttoinlandsprodukt (BIP), als auch der Welt-Primärenergieverbrauch (PEV) im Jahresdurchschnitt um etwa 5% erhöht. (OECD-Region allein: BIP + 4,6% p.a.; PEV + 5,0% p.a.) Für die Zeit danach fehlen abschließende Weltdaten. Wohl aber liegen solche Daten für die OECD vor. Hier hat sich zwischen 1973 und 1979 das reale Bruttosozialprodukt um 2,4% p.a. und der Primärenergieverbrauch um 1,4% p.a. erhöht (vgl. Übersicht 25). Die starke Heraufsetzung der Ölpreise seit Ende 1978 hat die zunächst optimistischen Erwartungen in die Entwicklung der Weltkonjunktur erheblich gedämpft. Zwi-

Übersicht 25: OECD-Wachstumsraten

	Wirtschaftswachstum	Energieverbrauchszuwachs
1973/74	− 0,3 v.H.	− 0,3 v.H.
1974/75	− 1,2 v.H.	− 2,7 v.H.
1975/76	+ 5,3 v.H.	+ 6,1 v.H.
1976/77	+ 3,7 v.H.	+ 1,2 v.H.
1977/78	+ 3,9 v.H.	+ 2,5 v.H.
1978/79	+ 3,4 v.H.	+ 2,5 v.H.
1979/80	+ 1,0 v.H.[a]	−

[a] geschätzt

Übersicht 26: Entwicklung des Welt-Energieverbrauchs seit 1960[a]

	1960	1967	1973	1976	1979
in Mio t SKE					
Rohöl	1450	2528	3962	4116	4456
Erdgas	595	1078	1530	1627	1852
feste Brennstoffe	2214	2360	2624	2808	2824
Wasserkraft	109	395	476	528	588
Kernenergie	−	−	71	146	223
insgesamt	4368	6361	8663	9224	9943
davon in %					
Westeuropa	20,0	20,3	20,7	19,5	19,0
Nordamerika	37,2	35,9	33,3	31,3	30,5
Japan/Australien	3,7	5,5	7,0	6,7	6,7
westl. Industrieländer	60,9	61,7	61,0	57,5	56,2
Entwicklungsländer	7,9	11,8	12,2	13,0	12,7
kommunist. Länder	31,2	26,5	26,8	29,5	31,1
Welt insgesamt	100	100	100	100	100
darin Deutschland (BR)	4,6	4,3	4,4	4,0	4,1
darin die EG	16,7	15,9	16,3	14,6	14,4

[a] Die Methoden, nach welchen die in dieser Übersicht genannten Verbrauchsmengen ermittelt wurden, unterscheiden sich teilweise von den Methoden, die den Statistiken an anderen Stellen dieses Buches zugrundegelegt sind. Es ist ferner zu beachten, daß einige althergebrachte, vorwiegend in Entwicklungsländern verwendete nichtkommerzielle Energieträger wie Brennholz, Dung usw. nicht berücksichtigt wurden. Unter Einschluß dieser Energieträger ergeben sich für die Entwicklungsländer höhere Ausgangsdaten und niedrigere Zuwachsraten.

Quellen wie Übersicht 23; ferner (für 1960): Oil. The present Situation and future Prospects. A Report by the OECD Oil Committee, Paris 1973.

Übersicht 27: Entwicklung des Welt-Energieverbrauchs seit 1960 – durchschnittliche Steigerungsraten in % p.a.

	1960 –73	1973 –79		1960 –73	1973 –79
Rohöl	8,0	2,0	Westeuropa	5,7	1,1
Erdgas	7,5	3,2	darin die EG	5,1	0,6
feste Brennstoffe	1,3	1,2	darin die BRD	5,1	1,2
Wasserkraft	12,0	3,6	Nordamerika	4,5	0,9
Kernenergie	–	21,0	Japan	11,6	1,2
insgesamt	5,4	2,3	westl. Industrldr.	5,4	1,0
			Entwicklungsldr.	9,0	5,1
			kommunist. Ldr.	4,2	5,2
			Welt	5,4	2,3

Quellen: wie Übersicht 26

schen 1978 und 1979 ist das Bruttosozialprodukt der OECD-Länder nur um 2,25% real gewachsen. Es wird zwischen 1979 und 1980 real kaum weiter zugenommen haben – bei einer durchschnittlichen Inflationsrate, die die 13%-Marke übersteigt und einer durchschnittlichen Arbeitslosigkeit von zunehmend mehr als 6,5%. Wahrlich kein Ruhmesblatt für die Wirtschafts- und Finanzpolitik der westlichen Industrieländer!

Ein Rückblick auf den Welt-Energieverbrauch in den vergangenen 20 Jahren geben die Übersichten 26 und 27.

Bemerkenswert sind die folgenden aus den Übersichten 26 und 27 hergeleiteten Feststellungen (verwendete Abkürzungen: »IL« = westliche Industrieländer, »EG« = Europäische Gemeinschaft, »D« = Bundesrepublik Deutschland, »EL« = Entwicklungsländer, »KL« = kommunistische Länder, PEV = Primärenergieverbrauch)[5]

[5] Für die mit der »ersten«, der »zweiten« und der »dritten« Welt übereinstimmenden Ländergruppen wurden politisch neutrale Bezeichnungen gewählt: »westliche Industrieländer« (I), »kommunistische Länder« (II) und »Entwicklungsländer« (III). Im Rahmen des GATT (General Agreement on Tariffs and Trade) werden die westlichen Industrieländer als »Régions industrielles« die kommunistischen Länder als »Pays de l'Est« oder auch als »Staatshandelsländer« und die Entwicklungsländer als »Pays non industrialisés« bezeichnet. Das COMECON verwendet für die beiden ersten Ländergruppen Bezeichnungen mit politischer Wertung: »kapitalistische Länder« und »sozialistische Länder«, wobei bewußt übersehen wird, daß das »Kapital« auch in den kommunistischen Ländern entscheidendes Element betriebs- und volkswirtschaftlicher Dispositi-

(1) Zwischen 1960 und 1979 hat sich der Anteil der *Kohlenwasserstoffe* (Rohöl und Erdgas) am PEV der Welt von 47 auf 63% erhöht. In der gleichen Zeit ging der Anteil der festen Brennstoffe von 51% auf 28% zurück.

(2) In der gleichen Zeit sind in ihrem Anteil am Welt-PEV die »IL« um 4,7 und die »KL« um 0,1 Prozentpunkte zurückgefallen, beide Ländergruppen zugunsten der »EL«. Das kommt auch in den unterschiedlichen *Zuwachsraten des PEV* zwischen 1960 und 1979 zum Ausdruck:

»IL«	4,0%/a	darin: »D«	3,8%/a
»EL«	7,1%/a	»EG«	3,6%/a
»KL«	4,4%/a		
Welt	4,4%/a		

(3) Der *Anteil der Kohlenwasserstoffe und der festen Brennstoffe am PEV* war von Region zu Region verschieden. Übersicht 28 gibt die Daten für 1979.

Übersicht 28: Anteile der Kohlenwasserstoffe und festen Brennstoffe am Energieverbrauch 1979 in v.H.

	Kohlenwasserstoffe	feste Brennstoffe
Westeuropa	68,8	19,9
EG	72,4	21,2
D	67,6	27,6
Nordamerika	70,7	19,1
Japan	75,5	15,4
»IL«	70,2	19,4
»EL«	68,2	22,3
Sowjetunion	65,2	29,8
Osteuropa ohne UdSSR	36,8	61,1
VR China	27,4	71,1
»KL«	49,3	47,2
Welt	63,4	28,4

onen ist, wie auch, daß zahlreiche Länder der westlichen Welt Anspruch auf das Attribut »sozialistisch« erheben oder erheben können. Ebenso vermieden werden die aus dem Verfassungsrecht hergeleiteten Bezeichnungen »westliche (parlamentarische) Demokratien« und »östliche Einparteienstaaten«, wie auch die auf das ordnungspolitische Unterscheidungsmerkmal abgestellten Bezeichnungen »marktwirtschaftliche Länder« und »Länder mit Zentralverwaltungswirtschaft«, es sei denn daß gerade auf diese Merkmale abgestellt wird.

(4) Eindrucksvoll ist die Erhöhung der *Weltölproduktion* seit der Jahrhundertwende (Angaben in Mio t; Quelle: Petroleum Economist):

1900	20	1970	2350	1975	2702
1920	100	1972	2604	1976	2937
1950	500	1973	2851	1977	3049
1960	1000	1974	2873	1978	3097
	1979	3251	1980	3066	

Das entspricht einer durchschnittlichen Steigerungsrate seit 1920 von 5,9% p.a. Zwischen 1960 und 1973 erreichte diese Rate sogar 8,4% p.a., zwischen 1973 und 1980 rezessionsbedingt aber nur noch 1,0% p.a.

(5) *Erdgas* stieg gleichfalls im Anteil am Verbrauch im Weltrahmen von 13,6 auf 18,6%. Ganz ausgeprägt gilt das für Westeuropa, wo Erdgas 1960 kaum eine Rolle gespielt hat. Der Anteil erhöhte sich hier von 1,8% auf 14,0%. Nicht ganz so ausgeprägt ist die Entwicklung in der kommunistischen Welt – von 5,5 auf 20,1% – und in zahlreichen Entwicklungsländern. Dagegen ist der Anteil in den Vereinigten Staaten leicht rückläufig, von 29,1% und 26,3%, nicht zuletzt als Folge der verfehlten amerikanischen Entscheidungen über die Erdgaspreisbildung. In Japan spielt Erdgas kaum eine Rolle.

(6) Auf der anderen Seite haben die *festen Brennstoffe,* voran die Steinkohle, zwar hinzugewonnen, durchweg ihre Anteilsätze aber verringert. Dies gilt ganz ausgesprochen für Westeuropa, wo der Kohleverbrauch sogar absolut, von 535 auf 377 Mio t SKE zurückging. Der Anteil fiel hier von 61 auf 20% (!). Vor allem wegen der ungleich günstigeren Produktionskosten war die Entwicklung in Nordamerika weit weniger ausgeprägt. Dort verminderte sich der Anteil von 23 auf 19%. In den kommunistischen Ländern nehmen die festen Brennstoffe traditionell den ersten Platz im PEV ein. Aber auch hier ging der Anteil nicht unerheblich zurück, von 80 auf 47%.

(7) Trotz ihres schnellen Wachstums (1973 bis 1979 um 21,0%/a) spielt die *Kernenergie* in der Welt-Energieversorgung nach wie vor nur eine bescheidene Rolle. Sie erreichte 1979 nur 2,2%. Interessant ist die Rangliste der wichtigeren Kernenergieländer geordnet nach dem jeweiligen Anteil 1979 am PEV (nicht am Elektrizitätsverbrauch – vgl. S. 425): Schweden 8,1%,

Belgien 4,7%, Vereinigtes Königreich 3,7%, USA 3,8%, »D« 3,4%, Kanada 3,8% und Frankreich 4,9%. In der westlichen Welt trägt die Kernenergie mit 3,6% und in der »EG« mit 3,2% zum PEV bei. Die Bundesrepublik wird in der Rangliste nach hinten rücken, da aus allen bekannten Gründen der gegenwärtige Zubaurhythmus recht gering ist.

(8) Das Jahr der *Ölkrise 1973* stellte sowohl für die »IL« als auch für die »EL« eine deutliche Zäsur da. Bei diesen sank die Zuwachsrate des PEV von 5,4%/a zwischen 1960 und 1973 auf 1,0%/a zwischen 1973 und 1979; bei jenen von 9,0%/a auf 5,1%/a. Dagegen hat dieses Jahr für die »KL« keinen markanten Entwicklungsbruch gebracht.

Der PEV je Kopf und Jahr ist von Region zu Region nach wie vor außerordentlich verschieden. Abbildung 27 spricht für sich.

Eine letzte Feststellung sollte zum Nachdenken anregen. Bezogen auf das Bruttosozialprodukt (BSP) liegt der Primärenergieverbrauch (PEV) in den kommunistischen Ländern durchweg höher als in den westlichen Industrieländern. Werden die vom US-Department of State (Prof. Herbert Bloch) nach west-

Abb. 27: Energieverbrauch pro Kopf 1977 in t SKE

lichen Methoden für die kommunistischen Länder ermittelten Werte des BSP zugrundegelegt, so ergeben sich die aus Übersicht 29 abzulesenden aufschlußreichen Kenndaten für den in SKE ausgedrückten PEV je Dollar BSP im Jahre 1976.

Übersicht 29: Energieverbrauch und Sozialprodukt

	t SKE/ cap	$ BSP/ cap	kg SKE/ $ BSP
Westeuropa	4,47	4339	1,03
Deutschland (BR)	*6,02*	*6475*	*0,93*
USA	11,50	7473	1,54
Japan	4,11	4543	0,90
westl. Industrieländer	6,74	5467	1,23
UdSSR	5,52	3200	1,73
Osteuropa ohne UdSSR	5,32	2980	1,79
Warschauer Pakt (COMECON)	5,47	3140	1,74
kommunistische Länder	1,85	1373	1,84
Entwicklungsländer	0,55	543	1,01
Weltdurchschnitt	2,11	1596	1,32

Sicherlich sind Zweifel erlaubt, ob die Ansätze für das BSP diesseits und jenseits des eisernen Vorhangs voll vergleichbar sind. Angesichts der errechneten Unterschiede dürfte aber kaum zweifelhaft sein, daß, bezogen auf das BSP, die Energie im Westen wesentlich rationeller verwendet wird als im Osten. So liegt die Rate in Westeuropa immerhin um etwa 70% günstiger als in der UdSSR oder auch in Osteuropa (ausgenommen die UdSSR). Selbst die USA mit ihrer sicherlich zu Recht kritisierten Energieverschwendung liegen günstiger als die kommunistischen Länder (ohne die VR China).[5a] Diese Diskrepanzen finden ihre naheliegende Erklärung in der nivellierenden und rationalisierungsfeindlichen Wirkung von Verteilungsmaßnahmen, wie sie jeder Zentralverwaltungswirtschaft eigentümlich sind. In Deutschland ist dieses Phänomen aus der Zeit der »Bewirtschaftung« wohlbekannt.

[5a] Vgl. dazu »Sektoraler Strukturwandel und Energieverbrauch«. Zeitschrift für Energiewirtschaft 3/1980. Diese Untersuchung zeigt eindrucksvoll, daß die Relation zwischen dem Primärenergieverbrauch und dem Bruttosozialprodukt in den Ländern mit Zentralverwaltungswirtschaft deutlich ungünstiger ist als in den marktwirtschaftlichen Ländern.

2.1.3 Langzeitprobleme der Energieversorgung

Vorbemerkung: Die Notwendigkeit, die Kernenergie zu entwickeln, war Jahrzehnte lang praktisch unbestritten. Erst in den letzten Jahren wurde dies in Frage gestellt. Daher soll hier zunächst untersucht werden, ob es möglich ist, langfristig auf die Kernenergie zu verzichten. Nur in einer weltweiten Betrachtungsweise kann diese Frage mit Ja oder Nein beantwortet werden. In einer mehr und mehr wirtschaftlich verflochtenen, auf Arbeitsteilung angewiesenen Welt hat es keinen Sinn zu fragen, ob die Bundesrepublik Deutschland langfristig die Kernenergie entbehren kann, solange die übrige Welt dies nicht tut, da sie glaubt darauf angewiesen zu sein[6].

2.1.3.1 Problemstellung

Weltweit waren die energiewirtschaftlichen Auseinandersetzungen vor allem im Jahre 1977 bestimmt durch die Frage, wie lange die Vorräte an fossilen Brennstoffen noch reichen werden[6a]. Vor allem war es die auf eine möglichst langfristige Er-

[6] Der Autor hat aus den genannten Gründen stets abgelehnt, Voraussagen über die *deutsche* Energieversorgung zu machen, die über die Jahrhundertwende hinausgehen. Wie problematisch solche Voraussagen sein können, zeigt beispielhaft die Annahme der vom 8. Deutschen Bundestag eingesetzten 1. Enquêtekommission »Zukünftige Kernenergiepolitik«, im Bundesgebiet werden im Jahr 2030 insgesamt 50 Millionen Menschen leben. Diese Voraussage übersieht die durchaus gegebene Möglichkeit einer positiven Änderung des gegenwärtigen Trends in den Geburtsraten und berücksichtigt darüber hinaus nicht, daß die Weltbevölkerung sich in den nächsten 50 Jahren etwa verdoppeln wird und ein Gebiet wie das Bundesgebiet mit vergleichsweise so hervorragender Infrastruktur an Wohnungen, Produktionsmitteln, Verkehrseinrichtungen usw. dem wachsenden Bevölkerungsdruck von außen, der bei einem Rückgang der Wohnbevölkerung um 20% entstünde, kaum standhalten könnte.

[6a] Die erste Auflage dieses Buches gab auf diese Frage nur eine pauschale Antwort (S. 490f.): »Ein Vergleich zwischen dem kumulierten Energiebedarf während der nächsten hundert Jahre (3 bis 5 Billionen t SKE) und den vermutlich technisch und mehr noch den nach heutigem Stand ökonomisch gewinnbaren Vorräten (3,3 bzw. 0,9 Billionen t SKE) zeigt zweifelsfrei, daß der Energiebedarf der Welt nur noch während einer begrenzten Zeit durch Verfeuerung fossiler Brennstoffe gedeckt werden kann. Die Kohlenwasserstoffe, auf die 1975 62% des Weltverbrauchs entfielen, die aber nur rd. 40% der technisch (und wirtschaftlich) gewinnbaren Vorräte ausmachen, werden auch bei voller Nutzung der Ölschiefer und Teersande schon um die Jahrhundertwende knapp werden. Die Versorgungslücke könnte durch die Kohle gedeckt werden, deren technisch und vor allem wirtschaftlich gewinnbare Vorräte aber auch nicht lange reichen werden. Dabei ist natürlich auch zu fragen, ob unsere und die beiden folgenden Generationen befugt sind, die begrenzten Vorräte an günstig abbaubaren fossilen Brennstoffen zu einem wesentlichen Teil zu verbrennen.«

haltung ihrer Reserven und damit auf eine Begrenzung der Förderung gerichtete Politik der OPEC-Länder, die zu diesen Auseinandersetzungen den Anstoß gab. Im internationalen und im jeweiligen nationalen Rahmen ist die Energiepolitik damit in drei Richtungen herausgefordert:

- sie muß für eine rationelle Nutzung der vorhandenen begrenzten Vorräte an fossilen Brennstoffen sorgen;
- sie muß der Kernenergie bessere Entwicklungsmöglichkeiten geben, das jedenfalls wäre die nach Auffassung fast aller Energiewirtschaftler gebotene Antwort;
- sie muß sich bemühen, die neuen – regenerativen – Energiequellen (Wind, Gezeiten, Erdwärme und Sonne) zur Deckung eines zunehmenden Anteils am Energiebedarf vorzubereiten.

Vor allem haben die folgenden Untersuchungsteams versucht, eine Antwort auf die hier gestellten Fragen mit jeweils zeitlich weiter hinausgeschobenem Horizont zu geben:

- der auf Initiative von C. L. *Wilson* (MIT, Boston/Mass.) geschaffene *Workshop on Alternative Energy Strategies (WAES)* für die Zeit bis zum Jahr 2000;
- die im Rahmen der 10. Weltenergiekonferenz (WEC) in Istanbul eingesetzte *Conservation Commission* unter Leitung von J. R. *Kiely* für die Zeit bis zum Jahr 2020;
- das in Laxenburg bei Wien domizilierte *International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA),* repräsentiert durch seinen Vizepräsidenten W. *Häfele,* für die Zeit bis zum Jahr 2030.

2.1.3.2 Gemeinsame Aussagen

Drei fundamentale Aussagen sind allen genannten Langzeitprognosen gemeinsam:

(1) Eine Langzeitprognose für den Weltenergiebedarf muß beachten, daß die *Weltbevölkerung* von derzeit etwa 4,4 Milliarden Menschen (UNO Demographic Yearbook: 4,336 Mrd in 1980) sich im Laufe der vor uns liegenden 100 Jahre wohl verdreifachen, mit Sicherheit aber wenigstens verdoppeln wird. Nach einer im März 1981 bekanntgegebenen Schätzung rechnet die UNO mit folgender Entwicklung der Weltbevölkerung: 6,1 Mrd Menschen im Jahre 2000; 7,0 Mrd im Jahre 2010; 8,3 Mrd im Jahre 2025. Diese Steigerung der Bevölkerungszahl wird vor allem in den jetzigen Entwicklungsländern stattfinden. Gegenwärtig haben diese Länder in Süd- und Südostasien, Afrika und

Lateinamerika an der Weltbevölkerung einen Anteil von etwa 50%. Die übrigen 50% teilen sich die westlichen Industrieländer, die Sowjetunion mit dem übrigen Osteuropa und die Volksrepublik China mit Nordkorea, Vietnam usw. Der Anteil der Entwicklungsländer wird innerhalb der nächsten 100 Jahre auf wohl 70 v.H. ansteigen. Auf die übrigen Länder werden dann nur noch 30% entfallen. Für das Jahrfünft 1980 bis 1985 wird die Wachstumsrate der Bevölkerung für die Entwicklungsländer auf 2,4% p.a., für Europa und die Sowjetunion auf 0,6% p.a. und für Nordamerika auf 0,8% p.a. geschätzt[7]. Da nun aber gerade die Entwicklungsländer im Energieverbrauch mehr oder weniger vom Status Null ausgehen und im Streben nach verbessertem Lebensstandard hohe Verbrauchszuwachsraten erreichen wollen und auch erreichen werden, ist die langfristige Entwicklung des Weltenergiebedarfs vornehmlich durch diese Länder bestimmt.

Dazu einige Hinweise, die die Dimension dieses Weltproblems erkennen lassen: Gegenwärtig vermehrt sich die Weltbevölkerung täglich um 200000 Menschen, davon allein 170000 in den Entwicklungsländern und der Volksrepublik China. Nur ganze 30000, d.h. 15% des täglichen *Bevölkerungswachstums* entfallen auf die westlichen Industrieländer (Westeuropa, Nordamerika, Japan und Australien/Neuseeland) und die kommunistischen Länder (COMECON, hier vor allem die Sowjetunion) ohne die Volksrepublik China.

Vordringliches Weltproblem ist die *Ernährung*. Ungeachtet einer durchschnittlichen Steigerung der Weltnahrungsmittelproduktion um 2,5% p.a. zwischen 1961/65 und 1977 (FAO) bei nur vergleichsweise wenig ausgeweiteten Anbauflächen, d.h. im wesentlichen durch Intensivierung der Agrarerzeugung, sind »die Grundprobleme der Ernährung nach wie vor ungelöst« (UNO-Welternährungsrat). Vor allem wegen unzureichender Ernährung haben 10 Millionen Kinder das Jahr des Kindes (1979) nicht überlebt. Man schätzt, daß derzeit (1981) 600 Millionen Menschen unterernährt sind. Diese Zahl steigt ständig und könnte nach einer US-Studie zur Jahrhundertwende 3 Milliarden erreichen.

Die Entwicklungsländer benötigen ein Mehr an Energie vor allem zur Intensivierung ihrer Landwirtschaft, die nur durch

[7] Die Weltbevölkerung ist im Jahrfünft 1970–1975 um jährlich 1,9% und im Zeitabschnitt 1975–1979 um jährlich 1,7% gewachsen.

Verbesserung der Schädlingsbekämpfung, der Düngung und der Bewässerung erreicht werden kann – alles dies erfordert zusätzlichen Energieeinsatz in bisher nicht gekanntem Umfang.

Bei alledem ist auch an die in den Entwicklungsländern beängstigend zunehmende *Verstädterung* zu denken, die für die aus ihrer ländlichen Umwelt losgelösten Arbeitsuchenden zumindest einen Mehrverbrauch an Energie erforderlich macht, um ein lebenswertes Leben zu gewährleisten. Die UNO erwartet, daß die Zahl der Millionenstädte sich von 75 im Jahre 1950 auf 270 im Jahre 1985 erhöhen wird. Mexico-City zählt dann 18 Mio, Sao Paulo 17 Mio und Kalkutta ebenso wie Bombay, Buenos Aires und Rio de Janeiro jeweils 12 Mio Einwohner. Nach den Schätzungen der Weltbank werden in den Entwicklungsländern am Ende dieses Jahrhunderts allein 40 Städte die 5 Mio-Einwohner-Marke überschritten haben und 18 Städte sogar die 10 Mio-Marke[7a]. Schon 1985 werden in diesen Ländern 465 Mio Menschen in Millionen-Städten leben, verglichen mit den derzeit etwa 50 Mio Menschen. Nur hohe reale Wachstumsraten könnten in diesen Ländern die ärgste Not in Grenzen halten, vor allem eine unerträgliche Arbeitslosigkeit verhindern.

(2) Die Verknappung und Verteuerung des Energieangebots wird in wachsendem Umfange Veranlassung geben, Energie rationeller zu verwenden. Eine wie auch immer geartete *totale* »Entkoppelung« des Wachstums des Energieverbrauchs vom Wirtschaftswachstum wird aber nicht zu erreichen sein. Solange das reale Welt-Sozialprodukt zunimmt, wird auch der Verbrauch an Energie steigen, wenn auch sicherlich immer langsamer.

Zur Illustration hier eine Voraussage des bekannten Zukunftsforschers H. *Kahn* aus ›The next 200 years‹. Übersicht 30 dient nur dazu, die Entwicklungstendenz und die Relationen aufzuzeigen[8]. Prognosen über eine Zeit von 200 Jahren sind in jedem Falle spekulativ.

(3) Keine *»neue« Energie* – Wind, Gezeiten, Erdwärme, Sonne und thermonukleare Fusion, um nur die wichtigsten Energiequellen zu nennen – wird bis zur Jahrhundertwende einen

[7a] Mit über 15 Mio Einwohnern zur Jahrhundertwende rechnet man in Mexico City, Sao Paulo, Shanghai, Peking, Rio de Janeiro, Kalkutta, Bombay und Djakarta.

[8] Dieses Kapitel verwendet als Einheit für den Energieverbrauch konsequent die Tonne SKE.

Übersicht 30: »Weltdaten« für die nächsten 200 Jahre

	Welt-bevölkerung	Welt-sozialprodukt		Welt-energieverbrauch	
	in Mrd	total in Bill. US-$ (1976)	je Einw. in US-$ (76) /cap.	in Mrd t SKE	je Einw. in t SKE
1975	4,0	5,2	1300	9	2,3
2000	6,6	17	2600	21	3,3
2025	9,8	55	5600	43	4,4
2075	14,6	146	10400	86	5,9
2175	15,0	300	20000	129	8,6

Quelle: H. Kahn, The next 200 years. 1976.

mehr als bescheidenen Beitrag zur Energieversorgung leisten. Nur auf lange Sicht kann man hoffen, daß dies für die eine oder die andere Energie möglich sein wird, am ehesten wohl für die Sonnenenergie oder die Kernfusionsenergie. Ob, wann und wie dies gelingt, läßt sich heute noch nicht absehen. Jedenfalls sind von Erfolg gekrönte langfristige Forschungs- und Entwicklungsarbeiten die Voraussetzung.

Selbst in den für eine Nutzung der Sonnenenergie prädestinierten USA wird diese Auffassung vertreten. In seiner »Krisenrede« am 18. April 1977, mit der der amerikanische Präsident J. *Carter* sein neues Energieprogramm erstmals verkündete, findet sich die Äußerung: »Es ist umgehend damit zu beginnen, neue unkonventionelle Energiequellen zu erschließen, auf die wir uns im *nächsten* Jahrhundert stützen können.« Übereinstimmend damit rechnet der WAES für die Jahrhundertwende damit, daß »neue Energien« mit nur etwa 2% zur Deckung des Energiebedarfs beitragen werden. Der in diesem Punkte recht optimistische Bericht ›Renewable Energy Resources‹ der Conservation Commission der Weltenergiekonferenz 1977 rechnet für das Jahr 2020 nur mit einem Beitrag dieser »Renewables«, unter Einschluß der thermonuklearen Fusion, der zwischen 0,6 und 2,6 TW liegt – umgerechnet 0,65 bis 2,8 Mrd t SKE jährlich »assuming current projections for near-future technological successes are true«. Das ergibt einen Beitrag zur Primärenergieversorgung der Welt im Jahr 2020 zwischen 2,1 und 8,1%.

2.1.3.3 *Die WAES-Aussage*

Daß die fossilen Brennstoffe nur begrenzte Zeit reichen werden, ist den Energiewirtschaftlern schon längere Zeit bekannt und den Politikern nun auch bewußt geworden. Eine neue, vom WAES entscheidend vertiefte Erkenntnis ist aber, daß schon innerhalb dieses Jahrhunderts kaum überwindbare Schwierigkeiten in der Weltenergieversorgung zu erwarten sind. Zu dieser Feststellung haben vor allem die im Mai 1977 bekanntgegebenen Ergebnisse seiner Untersuchung beigetragen. An der unter dem Titel ›Energy Global Prospects 1985–2000‹ veröffentlichten Arbeit[9] waren 70 Sachverständige aus Wissenschaft, Energiewirtschaft, Industrie und Banken unter der Leitung von Prof. C. L. *Wilson*, MIT, beteiligt.

Das Team untersuchte verschiedene *»Szenarios«* der Entwicklung der Weltenergieversorgung bis zur Jahrhundertwende. (Ein Szenario ist ein plausibler Entwurf einer möglichen künftigen Lage oder Entwicklung, dem bestimmte Annahmen über die Werte der Szenario-Variablen zugrunde liegen und die in sich möglichst konsistent sind.) Variiert wurden dabei insbesondere

- das Ausmaß des Wirtschaftswachstums: für 1977 bis 1985 (6 bzw. 3,5% jährlich) und 1985 bis 2000 (5 bzw. 3% jährlich); Annahmen für die Bundesrepublik: 4,5/2,5 bzw. 2,8/2,1% jährlich;
- der Ölpreis: ein nach Ausschaltung der allgemeinen Geldentwertung konstanter oder ein um 50 Prozent steigender Preis (wäre ein Ereignis wie die Irankrise vorausgesehen worden, so hätte man wohl auch mit einer Verdopplung der Ölpreise gerechnet);
- die Obergrenze für die Förderung der OPEC-Länder: 33 oder 50% über dem damaligen Niveau (30 Mio B täglich entsprechend 1,5 Mrd t jährlich; die aktuellen Planungen lassen eher erwarten, daß insgesamt die erreichte Förderkapazität nicht weiter erhöht wird).

Das Ergebnis der Untersuchung ist alarmierend. Selbst bei dem günstigsten Szenario, d.h. selbst dann, wenn die Zuwachsraten des Ölverbrauchs halbiert, der Ölpreis erhöht, die Preise für die anderen fossilen Brennstoffe adaptiert, die Kohlepro-

[9] New York, St. Louis, San Francisco 1977, s. auch H. K. Schneider, Die Energieversorgung der Welt bis zum Jahre 2000, LIST FORUM, Bd. 9 1977/78, Heft 2 (Juni 1977).

duktion verdoppelt und der Beitrag der Kernenergie vervielfacht wird, übersteigt um die Jahrhundertwende die Nachfrage nach Öl die verfügbaren Mengen um wenigstens 750 Mio t jährlich, das entspricht etwa einem Viertel des Bedarfs zu jener Zeit (vgl. Übersicht 31). Prof. H. K. *Schneider*, Köln, der an der WAES-Studie mitgewirkt hat, charakterisiert die Lage mit den folgenden Worten: »Welche Annahmen wir auch zugrunde legten, wir blieben ratlos, wie um die Jahrhundertwende der Energiebedarf gedeckt werden könnte.«

Der Workshop empfiehlt daher dreierlei:

- Wegen der vergleichsweise hohen Umwandlungsverluste ist der Anteil der Elektrizität am Endenergieverbrauch drastisch zu kürzen.
- Elektrizität soll zur Jahrhundertwende nur noch aus Kernenergie und Wasserkraft erzeugt werden; im Klartext: Bis dahin sind alle Kraftwerke stillzulegen, die fossile Brennstoffe verfeuern.
- Die Kohle muß die Lücken in der Öl- und Gasversorgung ausfüllen; insbesondere ist die Erzeugung von Synthesegas und Syntheseöl weltweit vorzubereiten.

Durch diese aus der Untersuchung zwingend abgeleiteten

Übersicht 31: Nachfrage nach Energie ohne Rücksicht auf die Möglichkeit einer Deckung des Bedarfs (Welt ohne die kommunistischen Länder; Angaben in Mio t SKE – Mittelwerte)

Jahr	1972	1985	2000
Kohle	1035	1380	1965
Öl	3150	4120	5920
Gas	1080	1405	1740
Wasserkraft	405	540	730
Kernenergie	50	790	2395
andere	10	35	215
insgesamt	5730	8470	12965[a]

[a] In ihrem World Energy Outlook vom Dezember 1979 erwartet die Exxon/ESSO 11,4 Mrd t SKE für 2000, davon 24% Kohle, 37% Öl, 16% Gas, 9% Wasserkraft, 10% Kernenergie und 4% synth. Energien.

Quelle: C. L. Wilson, WAES, Energy: Global Prospects 1985–2000, New York 1977.

Empfehlungen wird die Energiepolitik in einem bisher nicht bekannten Maße herausgefordert. Gegenüber dieser Herausforderung wird sie nur bestehen können, wenn sie optimale Voraussetzungen für die Entwicklung der Kernenergie schafft. Diese Feststellung bleibt auch richtig, wenn man – wie der Verfasser – die radikalen Empfehlungen der WAES-Gruppe sich nicht zu eigen macht. Die WAES-Gruppe warnt im übrigen davor, die Gefahr zu unterschätzen: »The basic danger of the world energy situation is that it could become critical before it seems serious.«

2.1.3.4 Die WEC-Aussage

Die im Rahmen der 10. Weltenergiekonferenz (Istanbul, September 1977) eingesetzte *Conservation Commission* hatte sich die Aufgabe gesetzt, die Entwicklung der Energienachfrage und die Möglichkeiten einer Deckung dieser Nachfrage für die Zeit bis zum Jahre 2020 zu untersuchen und auf dieser Grundlage Vorschläge für eine Erhaltung – *Conservation* – der Energievorräte zu erarbeiten. Anders als die WAES-Studie bezieht sich die WEC-Studie auf die ganze Welt unter Einschluß der kommunistischen Länder.

Im Wege einer umfassenden Befragung hat die Conservation Commission zunächst ein Inventar der Vorräte und Reserven an fossilen Brennstoffen aufgestellt, das in Übersicht 32 und den dazugehörigen Abb. 28 und 29 synthetisch dargestellt ist.

Verglichen mit den *»Kohlevorräten«* sind die in Übersicht 32 genannten, zu wirtschaftlichen Bedingungen abbaubaren *»Kohlereserven«* bescheiden, vor allem deshalb, weil die Förderkosten wegen zu großer Teufen, geringer Flözmächtigkeiten und geologischer Störungen vielfach extrem hoch sind und auch weil die ausbaufähigen neuen Förderreviere meistens recht verkehrsungünstig liegen. Insbesondere wegen der im Vergleich zum Öl hohen Kosten für Hafenumschlag und Seetransport wurde 1977 nur Kohle in einer Gesamtmenge 200 Mio t im Welthandel bewegt, das ist im Wärmewert weniger als 7% des Welthandels mit Rohöl. Mit Rücksicht auf diese Erschwernisse erwartet die Conservation Commission bis zum Jahr 2020 auch nur eine Steigerung des Kohleaußenhandelsvolumens auf das Vierfache.

Die von der Conservation Commission erwartete Entwicklung der Weltenergienachfrage ist aus Übersicht 33 und Abbildung 30 abzulesen. Sie führt zu etwa 32 Mrd SKE in 2020. Dieser

1% Japan und Ozeanien
Westeuropa
kommunistische Länder 24%
4%
Nord-Amerika 11%
Mittel-, Ost- und Nordafrika 42%
Lateinamerika 9%
5%
4%
Ost- und Südasien
Zentral- und Südafrika

Abb. 28: *Regionale Verteilung der äußerstenfalls gewinnbaren Ölvorräte*

Braunkohle
Asien 21%
Europa 23%
7% Australien
Amerika 49%

Steinkohle
Asien 44%
Europa 19%
4% Australien
Amerika 26%
7% Afrika

Abb. 29: *Regionale Verteilung der technisch und wirtschaftlich gewinnbaren Kohlereserven*

Übersicht 32: Vorräte und Reserven an fossilen Brennstoffen

		in Original-einheiten	in Mrd t SKE	davon in der BRD
Öl	»äußerstenfalls (ultimate) gewinnbare Vorräte«	260 Mrd t	350	–
Gas	»gewinnbare Vorräte«	10500 EJ	360[a]	–
Steinkohle	»technisch und wirtschaftlich gewinnbare Reserven«	–	492[b]	23,9[d]
Braunkohle	dsgl.	–	143[c]	10,5
insgesamt		–	1345	–

[a] Davon »gesicherte Reserven«: 94 Mrd t SKE.
[b] »Vorräte«: 7,7 Billionen t SKE, davon 230 Mrd t in der Bundesrepublik Deutschland.
[c] »Vorräte« 2,4 Billionen t SKE, davon 16,5 Mrd t SKE in der Bundesrepublik Deutschland.
[d] Davon gelten 5 bis 6 Mrd t als wirklich nachgewiesen und für den Bergbau ohne weitere Exploration erreichbar.

Vorräte (Resources) = vermutete Gesamtmenge der möglicherweise gewinnbaren Vorräte.

Reserven (Reserves) = der Teil der Vorräte, der bei Weiterentwicklung der gegenwärtigen Entwicklungsmethoden voraussichtlich zu wirtschaftlichen Bedingungen gewonnen werden kann.

Nicht berücksichtigt sind die Vorräte an Schieferöl (Vorkommen mit mehr als 45 Liter je Tonne): 3,34 Billionen Barrel oder 715 Mrd t SKE und die Vorräte an nicht konventionellem Gas (Coal beds, Shale, Tigh formations, Geopressured formations, Biomass conversion) mit Gewinnungsmöglichkeiten in »pipeline quality« von 42 Mrd m^3 in 2000 und 410 Mrd m^3 in 2025 d. i. 50 bzw. 500 Mio t SKE in den genannten Jahren.

Die IIASA nennt die folgenden weltweit gewinnbaren Vorräte an fossilen Brennstoffen (Energy in a finite world, 1981) in Mrd t SKE
- zu Gewinnungskosten bis 12 $/B bzw. 25 $/t Steinkohle 1170
- zu Gewinnungskosten bis 25 $/B bzw. 50 $/t Steinkohle 3180

Quelle: Report by the Conservation Commission to the World Energy Conference ›World Energy: looking ahead to 2020‹, Guildford (UK) und New York 1978.

Prognose liegen vergleichsweise niedrige *Zuwachsraten für den Energieverbrauch* zugrunde:

westl. Industrieländer	+ 1,3% p.a.
kommunistische Länder	+ 3,4% p.a.
Entwicklungsländer	+ 5,8% p.a.

Übersicht 33: Entwicklung der Nachfrage nach Energie

Jahr	Gesamtnachfrage[a] Mrd t SKE	davon westliche Industrieländer – v.H. –	davon kommunistische Länder[b] – v.H. –	davon Entwicklungsländer – v.H. –
1972	8,5	61,7	27,2	11,1
1980	11,2	57,4	27,7	14,8
1990	14,7	50,7	28,7	20,5
2000	19,9[c]	43,1	29,8	27,1
2010	25,1	35,0	31,1	33,8
2020	31,7	27,8	32,5	39,7
Differenz 2020 gegen 1972	23,20	15,1	34,5	50,4
Kumulierte Nachfrage 1972 bis 2020	890	41,7	30,1	28,2

[a] mittlere Schätzwerte.

[b] Am wenigsten voraussehbar ist in dieser Übersicht die Entwicklung des Energieverbrauchs in der Volksrepublik China mit, nach nunmehr vorliegenden offiziellen Angaben, 975 Mio Einwohnern, d.h. knapp einem Viertel der Weltbevölkerung bei einem derzeit recht niedrigen Energieverbrauch von 0,7 t SKE/cap, das ist nur 25% des Pro-Kopf-Verbrauchs der übrigen Welt und weniger als 10% des Pro-Kopf-Verbrauchs der westlichen Industrieländer. Alle Prognosen werden über den Haufen geworfen, wenn sich China nach Überwindung der Kulturrevolution und Entmachtung der »Viererbande« nicht mit einer Energieverbrauchszuwachsrate von 2% p.a. begnügt, sondern zielbewußt und tatkräftig in die Industrialisierung eintritt.

[c] Die EXXON erwartet in ihrem World Energy Outlook v. Dez. 1980, daß die Welt-Energienachfrage von 9 Mrd t SKE in 1979 auf 15 Mrd t SKE in 2000 ansteigen wird. Zur Deckung dieses Bedarfs werden beitragen: Kohle mit 28, Öl mit 31, Gas mit 19, Wasserkraft u.ä. mit 8, Kernenergie mit 10 und synthetische Energien mit 4%.

Abb. 30: Voraussichtliche Entwicklung des Welt-Primärenergieverbrauches nach Regionen.
Quelle: Conservation Commission 1978

Abb. 31: Mögliches Aufkommen der einzelnen Primärenergieträger.
Quelle: Conservation Commission 1978

Das ergibt einen Weltdurchschnitt von 2,9%/a, dem als niedrigere Variante auch noch eine mittlere Zuwachsrate von 2,6%/a gegenübergestellt wurde.

In einer ursprünglichen Rechnung hatten sich im Mittel etwa 50 Mrd t SKE in einer Spannweite zwischen 28 und 66 Mrd t SKE ergeben. Diese Rechnung war verworfen worden, da die Kommission keine Möglichkeit sah, 2020 einen so hohen Energiebedarf zu befriedigen. Die daraufhin mit den Vertretern der drei Ländergruppen geführten Diskussionen mit dem Ziele einer Reduktion der ursprünglich angesetzten Zuwachsraten hatten praktisch nur bei den westlichen Industrieländern Erfolg. Sowohl die kommunistischen Länder als auch die Entwicklungsländer hielten die ursprünglich angesetzten Zuwachsraten nicht nur für realistisch, sondern auch für politisch erforderlich. Die kommunistischen Länder gaben zu erkennen, daß eine Begrenzung des Wirtschaftswachstums mit ihrem Willen zum technischen und wirtschaftlichen Fortschritt nicht zu vereinbaren sei. Die Entwicklungsländer ihrerseits beriefen sich vor allem auf die im Rahmen der UNCTAD (Konferenz der Vereinten Nationen für Handel und Entwicklung) Ende 1971 verabschiedete und von der UNO-Vollversammlung bestätigte »Resolution von Lima«, gemäß der diese Länder im Jahre 2000 einen Anteil von 25% an der Weltindustrieproduktion erreichen sollen (gegenwärtig etwa 9%). Wenn überhaupt, so können die Entwicklungsländer zu diesem Anteil nur mit umfassenden materiellen und finanziellen Hilfen der Industrieländer gelangen, die schon aus diesem Grunde ihre Wirtschaftstätigkeit ausweiten müssen, und deshalb letztlich auch mehr Energie verbrauchen werden. Jedenfalls hätte ein Wachstumsverzicht oder auch nur eine nachhaltige Wachstumsbegrenzung in den Industrieländern weltweite Entwicklungsschwierigkeiten zur Folge.

Dies alles erklärt die Diskrepanz zwischen den Zuwachsraten der drei Ländergruppen, übrigens eine Diskrepanz, die nicht einmal entfernt zu einer Angleichung der *je Einwohner und Jahr verbrauchten Mengen an Primärenergie* führen wird (nachstehende Angaben in t SKE/cap):

	1972	2000	2020
westliche Industrieländer	7,6	10,8	10,1
kommunistische Länder	1,9	3,6	5,2
Entwicklungsländer	0,5	1,6	2,3

Übersicht 34: »Potential« der Welt-Energieerzeugung in Mrd t SKE

Primär-energie	1972	(%)	1985	(%)	2000	(%)	2020	(%)
Kohle	2,24	(24,4)	3,92	(23,5)	5,80	(24,6)	8,83	(25,9)
Öl	3,92	(42,8)	7,37	(44,3)	6,66	(28,4)	3,61	(10,6)
Gas	1,57	(17,1)	2,63	(15,8)	4,88	(20,7)	4,26	(12,5)
Kern-energie	0,07	(0,8)	0,78	(4,7)	3,00	(12,7)	10,72	(31,4)
Wasser-kraft	0,48	(5,2)	0,82	(4,9)	1,16	(4,9)	1,91	(5,6)
unkonven-tionelles Öl u. Gas	–	–	–	–	0,14	(0,6)	1,36	(4,0)
Sonne, Erdwärme, Biomasse[a]	0,89	(9,7)	1,13	(6,8)	1,91	(8,1)	3,41	(10,0)
insgesamt	9,17	(100)	16,65	(100)	23,53	(100)	34,10	(100)

[a] zunächst vor allem Brennholz und Dung.

Im Rahmen der erwähnten Befragung hat die Conservation Commission auch ermittelt, in welchem Ausmaße die *Energieerzeugung* weltweit ausgeweitet werden kann. Übersicht 34 und Abb. 31 geben die Ergebnisse wieder. Das für die Stichjahre jeweils ausgewiesene Gesamtpotential reicht, wie ein Vergleich mit Übersicht 33 erkennen läßt, aus, um die Gesamtnachfrage zu decken.

Übersicht 34 bringt die Auffassung der Conservation Commission zum Ausdruck, daß der vor allem in den Entwicklungsländern und den kommunistischen Ländern zuwachsende Bedarf nur gedeckt werden kann durch eine außerordentliche Ausweitung des Kohle- und vor allem des Kernenergieangebots, die im Jahre 2020 mit 25,9 und 21,4% (!) zur Deckung dieses Bedarfs beitragen. Die *jahresdurchschnittlichen Zuwachsraten* zeigen dies recht deutlich:

	1972–2000[a]	1985–2020
Kohle	+ 3,5%	+ 2,3%
Öl und Gas	+ 3,3%	− 0,7%
Kernenergie	+ 14,4%	+ 7,8%
Sonne, Erdwärme, Biomasse	–	+ 3,2%
alle Energieträger	+ 3,4%	+ 2,1%

[a] nach EXXON (Dez. 1980) 1979 bis 2000: Kohle + 2,8, Öl und Gas + 1,0, Kernenergie + 10,0, alle anderen Energieträger + 2,4% p.a. bei einem realen Wirtschaftswachstum von 3,1% p.a.

Zur *Kernenergie* äußert sich die Conservation Commission mit bemerkenswerter Klarheit. Sie hält die Installation der in Übersicht 35 angegebenen Kernenergieleistungen für geboten.

Übersicht 35: Von Conservation Commission für notwendig erachtete Kernenergieleistung in GWe

Jahr	1975	2000	2020
Westliche Industrieländer	68	900	2225
kommunistische Länder	7	560	1850
Entwicklungsländer	1	180	925
Welt insgesamt	76	1540	5000

Das Kernenergieausbauprogramm der Conservation Commission erfordert die in Übersicht 36 genannten Mengen an Uran. Die Conservation Commission meint, angesichts der begrenzten Uranvorräte und -Gewinnungsmöglichkeiten könne eine »Reactor-only-Strategy« (Hypothese 2) nicht verantwortet werden. Sie ist aber der Auffassung, daß bei Wiederaufarbei-

Übersicht 36: Kenndaten des Welt-Uranbedarfs unter verschiedenen Hypothesen (Mio t Metallinhalt)

	1975–2020	nur 2020
(1) mit Wiederaufarbeitung und Brütereinsatz	9,5	0,52
(2) ohne Wiederaufarbeitung und ohne Brütereinsatz	13,9	0,88

tung und Brütereinsatz (Hypothese 1) der Welt-Uranbedarf durch Neufunde kostengünstiger Vorkommen und durch Ausbeutung bereits erschlossener Armerz-Vorkommen gedeckt werden kann. Die erforderlichen Anstrengungen sollten aber nicht unterschätzt werden.

2.1.3.5 Die IIASA-Aussage

Das International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) legte 1977 eine Modellrechnung vor[10], die auf das Jahr 2030 als angenommenes Schlüsseljahr einer Transitionsperiode abstellt. Für die Wahl dieses Jahres war bestimmend, daß in etwa 50 Jahren die Vorräte an zu wirtschaftlichen Bedingungen abbaubaren fossilen Brennstoffen weitgehend aufgezehrt sein werden und deshalb sowohl die Kernenergie als auch »neue Energien« wesentliche Beiträge zur Energieversorgung werden leisten müssen. Der Aussagewert dieser Untersuchung liegt weniger in der mehr oder minder willkürlich fixierten Versorgungsstruktur dieses Jahres 2030 als vielmehr in dem hierauf aufbauenden Vergleich der Energiebereitstellungskosten und in der Darstellung der Probleme, die mit der Aufbringung der erforderlichen finanziellen Mittel verbunden sind.

Das IIASA legt seiner Untersuchung ein einigermaßen willkürlich gestaltetes »Szenario« für die Deckung dieses Bedarfs zugrunde. Danach sollen die vier in Betracht gezogenen Primärenergien mit den folgenden Anteilen zur Deckung des Energiebedarfs im Jahre 2030 beitragen[11, 11a]

- die fossilen Brennstoffe mit 29%
- die Kernenergie mit 47%
- Sonnenenergie – einschl. Biogas und Wind – mit 18%
- Wasserkraft mit 6%

[10] Zugrundegelegt ist der Vortrag von W. Häfele »A Future Energy Scenario« am 23. 9. 1977 vor der Weltenergiekonferenz in Istanbul.

[11] Das IIASA hat auch durchgerechnet, unter welchen Bedingungen es möglich wäre, den Gesamtenergiebedarf des Jahres 2030 (38 Mrd. t SKE) durch Sonnenenergie zu decken. Dazu wäre erforderlich, auf einer Gesamtfläche von 1,75 Mio km² Kollektoren zu installieren, einer Fläche, die 13% der genutzten Landfläche der Erde entsprechend würde (d.i. das Siebenfache der Gesamtfläche der Bundesrepublik). Die durchschnittliche Transportentfernung für die erzeugte Energie wird auf mindestens 5000 km veranschlagt. Wohl mit Recht wird eine solche Lösung ausgeschlossen, nicht zuletzt auch wegen des nicht zu deckenden Material- und Kapitalbedarfs.

[11a] 1980 legte die IIASA unter dem Titel »Energy in a Finite World: A Global

Nach den Rechnungen der IIASA werden sich die *Bereitstellungskosten der* verschiedenen in Betracht gezogenen *Energiearten* im Zieljahr der Untersuchung, dem Jahr *2030,* wie folgt zueinander verhalten:

Öl, Gas und Kohle, soweit noch verfügbar	1
lokale Sonnenenergie (»Soft-Sonnenenergie«)	5
Elektrizität aus Leichtwasser-Reaktoren	3
Elektrizität aus Kohle, Öl und Erdgas, soweit diese Brennstoffe noch zur Verfügung stehen	3,5
Elektrizität aus Wasserkraft	5
Methanol aus Kohle unter Einsatz von Kernwärme	7,5
Methanol aus Kohle unter Einsatz von Sonnenenergie	15

Im Jahr 2030 ist somit unter Einsatz von Sonnenenergie erzeugtes, als Treibstoff verwendbares Methanol 15 mal so teuer wie dann noch verfügbares Öl.

Nach Auffassung der IIASA wird die Aufbringung der für die Energiebereitstellung erforderlichen finanziellen Mittel die größten Schwierigkeiten bereiten. Gegenwärtig ist das in Anlage- und Umlaufgütern weltweit gebundene Kapital (der »Capital Stock«) etwa 2,5mal so hoch wie der Wert der im Jahr weltweit erzeugten Güter und Leistungen (das »Weltsozialprodukt«); zugleich werden 25 v.H. des Capital Stock energiewirtschaftlichen Aufgaben gewidmet. Bleibt es bei diesen Relationen so stehen im Zieljahr nur rund ein Viertel der für die Energiebereitstellung erforderlichen Mittel zur Verfügung.

Die fehlenden drei Viertel könnten dadurch aufgebracht werden, daß ab 1990 auf den Konsum eine Abgabe von 23 v.H.

Systems Analysis« (Ballinger Publishing Co.; Executive Summary by A. McDonald, IIASA, Laxenburg 1981) eine in fünfjähriger Studienarbeit erstellte weltweite Vorausschau der Energieversorgung bis 2030 vor (vgl. W. Häfele, Langfristige Strategien der Welt-Energieversorgung, atw 8–9/80, S. 416, wie auch R. Gerwin, Die Welt-Energieperspektive, Stuttgart, 1980), wonach sich der in diesem Jahr erreichte Welt-Verbrauch zwischen 24,1 und 38,3 Mrd t SKE wie folgt auf die vier in Betracht gezogenen Primärenergien aufteilt (Mittelwerte):

fossile Brennstoffe	68,1%
Kernenergie	22,9%
Sonne etc	3,7%
Wasserkraft	5,3%
	100 %

Durch diese vornehmlich kernenergieakzeptanz-bedingte Änderung in der Aufteilung werden die oben bezeichneten weiteren Schlußfolgerungen nicht berührt.

erhoben wird, um energiewirtschaftliche Vorhaben zu finanzieren – eine nicht gerade ermutigende Perspektive, die deutlich machen soll, welcher Anstrengungen es bedarf, um von den fossilen Brennstoffen zu nuklear erzeugtem Methanol und weit mehr noch, um zu solar erzeugtem Methanol überzugehen. Der IIASA-Bericht läßt offen, ob es unter diesen Umständen nicht rationeller wäre, anstelle von Solar-Methanol zusätzlich Nuklear-Methanol zu erzeugen. Zweifellos ist dies der Fall.

2.1.3.6 Schlußfolgerungen

(1) Vor allem die steigende Energienachfrage der in der Bevölkerungszahl und im Pro-Kopf-Sozialprodukt rasch wachsenden Entwicklungsländer wird den zukünftigen Weltenergiebedarf bestimmen.

Übersicht 37: Die Welt-Energieressourcen in Mrd t Öleinheiten (OE)

Ressource	Langzeit-Potential in Mrd. t OE	technische Reife	technische Probleme
Wasserkraft	25 jährlich	erreicht	K
Erdöl und Erdgas	750	erreicht	U
Teersande u. Schieferöle	750–50 000	1985	K, U
Stein- und Braunkohle	5000	erreicht	U
U_{235} (westl. Welt)	375 e	erreicht	U
U_{235} (Ozeane)	75 000	erreicht	K, U
Brüter-Uran	>2,5 Mio. e	1995	K, U
D – T Fusion	8000	1995–2005	K, U, T
D – D Fusion	>25 Bill.	2020–2050	K, U, T
Sonne (1% d. Erdoberfl.)	750 jährl.	1980–2000	K, T
Erdwärme (konvention.)	25 jährl.	erreicht	–

e = in Form von Elektrizität;
K = Kosten, U = Umwelt, T = Technologie.

Quelle: H. Kahn, The next 200 years, 1976.

(2) Die Vorräte an fossilen Brennstoffen sind endlich (vgl. Übersicht 37) und, was noch schwerer wiegt, im Zugang beschränkt. Die Verknappung und Verteuerung dieser Brennstof-

fe wird um so schneller fortschreiten, je mehr die Länder, die über die großen Vorräte verfügen, insbesondere die Ölländer, eine Politik der Schonung ihrer Reserven betreiben. Das zwingt dazu, Energie zunehmend rationeller zu verwenden. Dem sind aber technische und wirtschaftliche Grenzen gesetzt.

(3) Die regenerativen Energiequellen – Wind, Gezeiten, Erdwärme und Sonne – werden frühestens zu Beginn des nächsten Jahrhunderts einen mehr als bescheidenen Beitrag zur Deckung unseres Energiebedarfs leisten, und das zu außergewöhnlich hohen Kosten.

(4) Aus allen diesen Gründen führt kein Weg an der Kernenergie vorbei. Verzichten westliche Industrieländer auf Kernenergie, so werden die Schwierigkeiten in der Energieversorgung entsprechend früher auftreten. Die durch den Verzicht ausgelöste Mehrnachfrage nach fossilen Brennstoffen wird vor allem zu Lasten der Entwicklungsländer gehen[12].

2.1.4 Mittelfristige Entwicklungstendenzen der Welt-Energieversorgung

Im vorangehenden Kapitel wurde dargelegt, daß nach einmütiger Auffassung aller Energiewirtschaftler langfristig – jedenfalls über die Jahrhundertwende hinaus – auf die Kernenergie nicht verzichtet werden kann. (Zu den »Energiewirtschaftlern«, auf deren Urteil hier Bezug genommen wird, rechnet der Autor nur diejenigen »Energiewissenschaftler«, die bei der Beurteilung der zukünftigen Entwicklung auch wirtschaftliche Aspekte berücksichtigen, insbesondere die Verfügbarkeiten und die Gewinnungskosten). Kurz- und mittelfristig, grob gerechnet bis in die 90er Jahre hinein, kann keine so eindeutige Antwort gegeben werden, da bis dahin die zu wirtschaftlichen Bedingungen abbaubaren Vorräte an fossilen Brennstoffen noch reichen werden und das Problem sich somit im wesentlichen reduziert auf die Frage, ob diese Vorräte auch zu politisch und wirtschaftlich für die Abnehmer annehmbaren Bedingungen verfügbar sind.

Um hier zu entscheiden, ist zunächst zu untersuchen, wie sich die Energieversorgung der Welt bis in die 90er Jahre hinein entwickeln wird. Dieser Blick in die Zukunft ist recht schwierig, schwieriger jedenfalls als eine im wesentlichen nur die

[12] Siehe auch H. Michaelis, 49 Thesen zur Energiepolitik, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 10, Oktober 1977.

strukturellen Aspekte berücksichtigende Langzeitprognose, bei der zudem der für diese Prognose Verantwortliche meist auch nicht befürchten muß, wegen etwaiger Fehler zur Rechenschaft gezogen zu werden, weil er dann nicht mehr lebt. Die Prognoseschwierigkeiten haben zwei Gründe:

(1) Angesichts der Unsicherheiten, was die Entwicklung der Konjunktur und die Umgestaltung der Wirtschaftsstrukturen betrifft, wissen wir nicht, wie sich Angebot und Nachfrage bei der Energie entwickeln werden.

Übersicht 38: Neuere Voraussagen für die mittelfristige Entwicklung des Primärenergieverbrauchs der Gesamtheit der Mitgliedstaaten der Internationalen Energieagentur (IEA)[a] in Mio t SKE

	1973	(%)	1978	(%)	1985	(%)	1990	(%)
Feste Brennstoffe	980	20,4	968	19,3	1323	21,8	1690	24,4
Mineralöl	2497	51,9	2585	51,7	2868	47,1	2981	43,1
Erdgas	976	20,3	968	19,3	1090	17,9	1126	16,3
Wasserkraft u. sonst.	293	6,1	313	6,2	370	6,1	470	6,8
Kernenergie	61	1,3	177	3,5	429	7,1	651	9,4
insgesamt	4807	100	5011	100	6080	100	6918	100
davon Nettoimporte	1581	32,9	1676	33,4	1921	31,6	2180	31,5
davon heimische Gewinnung	3226	67,1	3335	66,6	4159	68,4	4738	68,5

[a] OECD ohne Frankreich, Finnland und Portugal (dieses Land ist der IEA inzwischen beigetreten), d.i. 94% des Gesamtenergieverbrauchs der OECD. Der Mitte 1981 veröffentlichte ›1980 Review‹ der IEA gelangt zu etwas niedrigeren Voraussagen:

	Mio t SKE	Importe	heimisch
1985	5803	31,7%	68,3%
1990	6467	30,7%	69,3%

Die Reduktionen gehen wesentlich zugunsten des Mineralöls. Die Kernenergieziele wurden auf 359 (6,2%) für 1985 und 556 (8,6%) für 1990 zurückgeführt.

Quelle: IEA, Energy Policies and Programms, 1979 und 1980 Review, Paris 1980 und 1981.

(2) Wir wissen noch weniger, ob, mit welchen Instrumenten, in welcher Richtung, mit welcher Eindringtiefe und mit welchem Erfolg die politischen Entscheidungsträger – Regierungen, internationale Organisationen, die OPEC usw. – energiepoltisch intervenieren werden.

Wir kommen aber um Aussagen über die Zukunft unserer Energieversorgung nicht herum. Allzeit müssen energiepolitisch relevante Entscheidungen, insbesondere Investitionsentscheidungen, getroffen werden, die Vorstellungen über die Zukunft voraussetzen. I. Kant meint schon treffend, die Notwendigkeit zu entscheiden sei stets größer als das Maß unserer Erkenntnis. Im Umkehrschluß heißt dies, der Politiker muß auch dann mutig entscheiden, wenn seine Erkenntnisse noch lückenhaft sind. Es genügt nicht, »Optionen offenzuhalten«.

Übersicht 38 zeigt die jüngste vollständige, auf Länderberichten beruhende Aussage des Energieverbrauchs bis 1990 für die Gesamtheit der Mitgliedstaaten der Internationalen Energieagentur (OECD ohne Frankreich, Finnland und Portugal), auf die 1978 immer noch 54% des Welt-Energieverbrauchs entfielen. Für den Rest der Welt fehlen vergleichbar konsistente Aussagen[13].

Für die Zeit 1978 bis 1990 leiten sich aus Übersicht 38 fünf Erkenntnisse ab:

- Der Gesamtverbrauch an Primärenergie wird weiterhin steigen, wenn auch mit der bescheidenen Zuwachsrate von 2,7% p.a., verglichen mit 5,0% p.a. zwischen 1960 und 1973. Es wird mit einem Wirtschaftswachstum von 3,9% p.a., d.h. mit einer Elastizität von 0,69 gerechnet.
- Die festen Brennstoffe gewinnen nur wenig an Boden. Ihr Anteil steigt von 19,3 auf 24,4%.
- Der Versorgungsbeitrag der Kohlenwasserstoffe (Öl und Gas) geht von 71,0 auf 59,4% zurück, bleibt somit nach wie vor dominant.
- Die Kernenergie gewinnt. Ihr Versorgungsanteil steigt bis 9,4% bei einer Zuwachsrate von 11,5% p.a. Die Vorjahresschätzung der IEA kam für 1990 noch zu einem etwa 20%

[13] 1973 bis 1977 lagen die Zuwachsraten des Energieverbrauchs sowohl in den kommunistischen Ländern (5,1%/a) als auch in den Entwicklungsländern (etwa 3,8%/a, aber unsicher) höher als in den westlichen Industrieländern (0,5%/a). Daran wird sich nach allen Voraussagen auch in Zukunft kaum etwas ändern.

höheren Kernenergiebeitrag. Andererseits würden sich durch Einbeziehung Frankreichs weit höhere Beträge ergeben.

- Die starke Einfuhrabhängigkeit der Gesamtregion, vor allem gegenüber den Ölländern, vermindert sich kaum: von 33,4 auf 31,5%, muß wahrscheinlich aber weit stärker reduziert werden.

Wie sehr sich die Perspektiven der Versorgung der Gesamtheit der OECD-Länder (nicht nur der IEA-Länder) allein zwischen dem Januar 1979 und dem März 1980 gewandelt haben, zeigt ein Vergleich der Voraussagen vor der Iran-Krise (Januar 1979) mit den Voraussagen, die U. Lantzke, Exekutivsekretär der IEA bei seinem Vortrag vor dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln am 13. März 1980 bekanntgab (Angaben in Mrd t SKE):

Zieljahr	1978	1985		1990	
Voraussagezeitpunkt	ist	Jan. 79	März 80	Jan. 79	März 80
Primärenergieverbrauch der OECD	5,3	7,0	6,4	8,1	7,3
Heimische Energieproduktion	3,4	4,5	4,3	5,1	4,9
– Kohle	1,1	1,4	1,4	1,7	1,8
– Kernkraft (in GW)	0,2	0,6	0,5	1,0	0,8
Netto-Energieeinfuhr	1,9	2,5	2,1	3,0	2,4

Wie Übersicht 39 zeigt, ist die erwartete Reduktion der Steigerungsrate für den Primärenergieverbrauch – immer verglichen mit 1960 bis 1973 – eine Folge sowohl eines geringeren Wirtschaftswachstums[14] als auch einer mäßigen Entkopplung des Energieverbrauchszuwachses vom Wirtschaftswachstum. Die hier eingetragenen Steigerungsraten für den Energieverbrauch sind in Auswirkung der Ölkrise und der nicht zuletzt hierdurch ausgelösten, zeitweilig (1976 bis 1979) unterbroche-

[14] Für die nähere Zukunft sind die Aussichten der Wirtschaftsentwicklung der westlichen Industrieländer recht ungünstig. Nach einem Wachstum des Bruttosozialprodukts (BSP) um 3,7% in 1977, 3,9% in 1978, 3,4% in 1979 und 1,0% in 1980 erwartet die OECD ein »Nullwachstum« in 1981 (bei Drucklegung lagen die abschließenden Daten für 1981 noch nicht vor). Wie sehr man weltweit von der bis dahin eher reservierten Haltung zum Wirtschaftswachstum abgerückt ist, zeigt eindrucksvoll der Weltentwicklungsbericht, den die Weltbank im August 1980 vorlegte. Danach ist ein »Sieg über die Armut« nur dann möglich, wenn in den Entwicklungsländern auch »eine stetige und möglichst rasche Wirtschaftsexpansion« sichergestellt wird.

Übersicht 39: Volks- und energiewirtschaftliche Wachstumsraten der OECD-Länder in %/a

	Wirtschafts-wachstum	Energiever-brauchszuwachs	Elastizität
1960–1973	4,6	5,0	1,1
1973–1978	2,2[a]	0,8[b]	0,4
1978–1985[c]	4,1	2,8	0,68
1985–1990[c]	3,9	2,7	0,69

[a] 1973–76 +1,3%/a; 1976/77 +3,7%; 1977/78 +3,9%
[b] 1973–76 +0,1%/a; 1976/77 +1,2%; 1977/78 +2,5%
[c] IEA-Länder; nach 1980 Review: 1979–85: 3,4/2,0/0,59; 1985–90: 3,4/2,2/0,65.

Quelle: wie Übersicht 38 sowie OECD Energy Balances 1960/1974, Paris 1976.

Übersicht 40: Prognosen des Primärenergieverbrauchs bis 1985 und 1985 bis 1990. Jahreswachstumsraten in %

Prognose	Zeitraum	OECD	EG	D
vor der Ölkrise (1972/73)	1972/73 bis 1985	4,9[a]	5,3[d]	4,1[g]
unmittelbar nach der Ölkrise (1974)	1974 bis 1985	4,6[b]	4,7[e]	3,9[h]
Prognosen 1975/76	1975/76 bis 1985	4,2[c]	4,4[f]	3,0[i]
Prognosen 1977/78	1976 bis 1985	3,7	3,2	2,9
dsgl.	1985 bis 1990	2,8	2,6	1,9
IEA 1979 Review	1978 bis 1985	2,8[l]	3,1[m]	3,1[n]
dsgl.	1985 bis 1990	2,7[l]	2,3[m]	1,9[n]

[a] Oil Report der OECD 1972/73.
[b] Energy Prospects to 1985 von 1974 (status quo case).
[c] Updated Energy Prospects to 1985 von 1976.
[d] Schätzung vom Januar 1973.
[e] Schätzung vom Dezember 1974 (»Neue Strategie«).
[f] Schätzung vom September 1975/Januar 1976 – Dok (76) 9 v. 16. 1. 76 KOM (Summierung der nationalen Schätzungen).
[g] Energieprogramm der Bundesrepublik vom September 1973.
[h] Fortgeschriebenes Energieprogramm der Bundesregierung vom Oktober 1974.
[i] Zweite Fortschreibung des Energieprogrammes der Bundesregierung vom Dezember 1977. Die »Grundlinien und Eckwerte« vom März 1977: 3,7%/a.
[k] IEA – Ländermeldungen 1977/78 und zweiter Bericht der EG-Kommission über die Verwirklichung der Ziele für 1985 – Dok KOM (77) 395 v. 29. 7. 77.
[l] nur IEA-Länder; IEA Energy Policies and Programmes, 1979 Review, Paris 1980; nach 1980 Review 1979–85: 2,0 und 1985–90: 2,0.
[m] Gesamtmenge für die EG in den Meldungen der Regierungen an die ECE Genf im Januar 1980.
[n] Deutsche Teilmengen im IEA 1979 Review; nach 1980 Review 1979–85: 0,8 und 1985–90: 1,0.

nen weltweiten Rezession[15] mehrfach zurückgenommen worden. Übersicht 40 zeigt dies eindrucksvoll sowohl für die Gesamtheit der OECD-Länder als auch für die Europäische Gemeinschaft und die Bundesrepublik Deutschland. Dabei konnten die Auswirkungen der Irankrise noch keineswegs berücksichtigt werden.

J. R. Brodman und R. E. Hamilton, beide IEA, haben für die OECD 22 seit 1974 gemachte Voraussagen über die »Elastizitäten« der Steigerungsraten des Energieverbrauchs zum Wirtschaftswachstum bis 1985 einander gegenübergestellt und gelangen dabei zu 0,85 als Mittelwert mit, entsprechend dem Aussagezeitpunkt, leicht sinkender Tendenz auf 0,79[16].

2.1.5 Die Energieversorgung der Europäischen Gemeinschaft

Die Lage und die Aussichten der Energieversorgung werden für den Bereich der Europäischen Gemeinschaft (Deutschland, Frankreich, Italien, die Benelux-Länder, Großbritannien, Dänemark und Irland) in regelmäßigen Abständen umfassend untersucht. Die ermittelten Daten und Zusammenhänge lieferten und liefern die Grundlagen für die durch die Europäischen Verträge geforderte *Europäische Energiepolitik*. Angesichts der Schwierigkeiten, die europäische Integration weiterzutreiben, ist sicherlich auch eine gewisse Skepsis angezeigt gegenüber den Möglichkeiten einer gemeinschaftlichen Energiepolitik. Zumeist wird aber übersehen, daß die EG die wichtigsten Instrumente vor allem einer außenwirtschaftlichen Energiepolitik in ihren Händen hat: der gemeinsame Zolltarif und die Befugnis Handelsverträge mit dritten Ländern abzuschließen. So zwingt der seit Jahren eingeleitete und weiter fortschreitende Abbau der innergemeinschaftlichen Handelsschranken auch dazu, sich in der EG über die Energiepolitik zu verständigen. Nicht zu Unrecht ist für den Europäischen Rat und den Ministerrat die Energiepolitik eines der wichtigsten Themen. Einige wichtige Aspekte seien hier hervorgehoben.

Vor dem letzten Weltkrieg beruhte die Versorgung der Länder der (erweiterten) Europäischen Gemeinschaft[17] mit Primär-

[15] Das Wort »Rezession« wird hier und an anderen Stellen dieses Buches als Synonym für »unzureichendes Wirtschaftswachstum« verwendet.

[16] Zeitschrift für Energiewirtschaft 3/1978, S. 179.

[17] Soweit nichts anderes bemerkt wird, beziehen sich alle Angaben auf die Gesamtheit der Länder der Gemeinschaft der Neun, gleichviel, ob diese zu jener

energie weitgehend, nämlich zu etwa 90%, auf – so gut wie ausschließlich heimischer – Steinkohle. Dieser Anteil ist bis Anfang der sechziger Jahre auf 50% und bis 1978 auf weniger als 20% gefallen. Vgl. Übersicht 41.

Im gleichen Jahr 1978 trug das *Rohöl*, das vor dem letzten Krieg kaum eine Rolle spielte, mit 55%, 1972/73 sogar mit 61% zur Versorgung bei. Die drei anderen Primärenergien kamen mit ihren Anteilsätzen von 3% für die Braunkohle, 17% für das Erdgas und fast 7% für Primärelektrizität (Wasserkraft und Kernenergie) insgesamt noch nicht einmal auf die Hälfte des Rohölanteils.

Noch augenfälliger wird der Wandel, wenn man die Versorgung aus eigenen Quellen mit den Einfuhren vergleicht. Die Europäische Gemeinschaft versorgte sich noch 1950 zu mehr als 90% aus eigenen Aufkommen. Dieser Anteil fiel bis 1979 auf etwa 46%. Rund 54% des Primärenergiebedarfs, also sechs von elf Kalorien, wurden 1979 eingeführt,[18] fast ausschließlich in Form von Öl (47% bezogen auf den Bruttoinlandsverbrauch) 1979 kamen über 82% dieser Öleinfuhren aus Nahost-Ländern und Nordafrika. Den Rest lieferten vornehmlich Nigeria, die Sowjetunion und Venezuela.

Unter dem Eindruck der Ölkrise und ihrer Folgen haben sich die Voraussagen über die Entwicklung des Energieverbrauchs der Europäischen Gemeinschaft in den letzten Jahren stark gewandelt. Übersicht 42 vermittelt einen Eindruck.

Im Ergebnis ist festzustellen (Die Aussagen beziehen sich auf den Kenntnisstand von Ende 1980):

(1) Die *Wirtschaftslage* der Europäischen Gemeinschaft ist alles andere als günstig. Zwischen 1979 und 1980 erreichte die Wachstumsrate nur 1,2% nach 2,8% und 3,3% in den Vorjahren. Die starke Unterbeschäftigung kommt in einer im Trend steigenden Arbeitslosenrate von über 6% zum Ausdruck (9,7 Mio im Oktober 1981). Die Preise steigen rapide: die durchschnittliche Inflationsrate liegt bei 14%.

Zeit schon bestand oder nicht. Griechenland, das am 1. Januar 1981 der Europäischen Gemeinschaft beigetreten ist, bleibt hier außer Betracht. Energiewirtschaftlich spielt dieses Land ohnehin nur eine geringe Rolle.

[18] Der hier genannte Grad der Abhängigkeit der Energieversorgung von Einfuhren ist definiert als Verhältnis der Nettoeinfuhren einschl. Bunker aber ohne die Kernenergie zum Bruttoinlandsverbrauch an Primärenergie. Die Begriffe »Selbstversorgungsgrad« und »Einfuhrabhängigkeit« (hier verstanden als Abhängigkeit von Drittlandseinfuhren) sind nicht einheitlich festgelegt und daher auch nicht immer vergleichbar.

Übersicht 41: Entwicklung des Bruttoinlandsverbrauchs an Primärenergie in der Europäischen Gemeinschaft

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979 a	1985 Schätzungen v. 1973	1985 Schätzungen v. 1974[b]	1985 Schätzungen v. 1980	1990 Schätzung v. Jan. 1980	2000 Schätzung v. April 80
	in Mio t SKE														
feste Brennstoffe	369	334	307	317	310	277	297	285	288	314	250	372	335	392	536
Erdöl[c]	720	752	803	849	790	728	768	746	774	750	1657	983	857	854	828
Erdgas	88	114	147	168	192	203	219	225	230	246	379	448	320	349	464
Wasserkraft[h]	46	37	37	38	43	43	38	56	48	22	57	66	48	52	79
Kernenergie	12	16	20	19	22	29	31	38	41	53	229	317	136[f]	229[f]	393[f]
insgesamt[d]	1235	1253	1314	1391	1357	1280	1353	1350	1381	1385	2571	2186	1703[g]	1899[g]	2343[g]
Einfuhranteil %[e]	61,7	63,0	63,4	63,9	63,4	59,1	59,8	56,8	55,3	54,8	64	45	53	53	–
	in Prozenten des Gesamtverbrauchs														
feste Brennstoffe	28,0	26,7	23,3	22,8	22,8	17,7	22,0	21,1	20,9	22,7	10	17	20	21	23
Erdöl	58,3	60,0	61,2	61,0	58,2	60,6	56,7	55,2	55,9	54,2	61	45	50	45	35
Erdgas	7,1	9,1	11,2	12,1	14,1	15,9	16,2	16,7	16,7	17,8	15	20	19	18	20
Wasserkraft	3,6	2,9	2,8	2,7	3,2	3,4	2,8	4,2	3,5	1,6	2	3	3	3	3
Kernenergie	1,0	1,3	1,5	1,4	1,6	2,4	2,3	2,8	3,0	3,8	9	15	8	12	17
insgesamt	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100[g]	100[g]	100[g]

Übersicht 42: Durchschnittliche Jahresänderungsraten des realen Bruttoinlandsprodukts (BIP) und des Primärenergieverbrauchs (PEV) der Europäischen Gemeinschaft

	BIP		PEV	
1960–65	+ 5,3		+ 4,7	
1965–70	+ 4,3		+ 5,1	
1970–71	+ 3,6	4,7	+ 1,0	+ 4,7
1971–72	+ 4,2		+ 5,0	
1972–73	+ 5,4		+ 6,0	
1973–74	+ 2,4		– 2,4	
1974–75	– 2,4		– 5,7	
1975–76	+ 4,9	+ 2,3	+ 6,5	+ 1,0
1976–77	+ 2,3		– 0,5	
1978–78	+ 3,2		+ 3,0	
1978–79	+ 3,3		+ 4,9	
1979–80	+ 1,2		– 4,5	
1973/76 bis 1985				
Schätzung vom Januar 1973	+ 4,8		+ 4,8	
Schätzung vom Dezember 1974	+ 4,0		+ 3,5	
Schätzung v. Sept. 1975/Jan. 1976	+ 3,2		+ 3,0	
Schätzung v. Sommer 1977	+ 4,2		+ 3,3	
Schätzung v. Sommer 1980	+ 3,1		+ 2,2	

zu nebenstehender Übersicht

[a] 1980 (vorläufig): 1323 Mio t SKE (– 4,5%); feste Brennstoffe 23,8%, Erdöl 51,8%, Erdgas 18,2%, Primärelektr. 1,6%, Kernenergie 4,6%

[b] mittlere Schätzwerte

[c] einschl. Bunkeröl

[d] einschl. sonstige Brennstoffe; ohne Bunkeröl 1976: 1300 Mio t; 1977: 1309 Mio t; 1978: 1340 Mio t und 1979: 1407 Mio t

[e] ab 1973 Nettoimporte bezogen auf den Brutto-Inlandsverbrauch einschl. Bunker

[f] nach dem Schlüssel 1 GWe = 1,88 Mio t SKE entspricht dies 1985: 72 GWe; 1990: 122 GWe und 2000: 209 GWe

[g] einschl. »neuen Energien«: 1985: 7 Mio t SKE (0,4%); 1990: 23 Mio t SKE (1,2%) und 2000: 43 Mio t SKE (1,8%).

[h] einschl. Einfuhrsaldo für Elektrizität; ab 1979 wird die Primärelektrizität nicht mehr auf die Einsatzenergie (das Primärenergieäquivalent) zurückgerechnet.

Quelle: EG-Kommission und ECE-Sekretariat.

(2) *Der Primärenergieverbrauch* wird auch in Zukunft weiter steigen, hinter dem Wirtschaftswachstum aber zurückbleiben (die Erhöhung des Primärenergieverbrauchs zwischen 1978 und 1979 um 5% war konjunkturbedingt, in den folgenden Jahren wird eine solche Steigerungsrate kaum wieder erreicht werden). Um bei ausreichendem Wirtschaftswachstum den Energieverbrauch in Grenzen zu halten, machte die Europäische Kommission das Energiesparen, d.h. eine rationelle Energieverwendung, zum »Eckstein« ihrer Energiepolitik. Sie rechnet auf mittlere Sicht damit, daß die Energieverbrauchssteigerung nur 74% des Wirtschaftswachstums erreichen wird, nach jüngsten Rechnungen sogar noch weniger.

(3) Der *Ölverbrauch* stieg noch bis zum Jahre 1979, 1980 ist dieser Verbrauch um 9% zurückgegangen. Die Politik der Europäischen Kommission zielt aber darauf ab, den Verbrauch zu drosseln, sie will bis 1990 den Ölanteil am Primärenergieverbrauch von 55% auf 40% senken. Diese Politik muß schon deshalb verfolgt werden, weil in der Folge der Gipfelkonferenz in Tokio im Juni 1979 beschlossen wurde, die Netto-Öleinfuhren jedenfalls bis 1985 auf ein Niveau von 472 Mio t einzufrieren, ein Ziel, das nach den Beschlüssen des Energieministerrates der Internationalen Energieagentur vom 22. Mai 1980 in Paris um voraussichtlich 15% unterschritten werden muß. Das in den Ländern der Gemeinschaft, in erster Linie im Vereinigten Königreich geförderte Rohöl trägt mit 12% zum Brutto-Inlandsverbrauch bei; dieser Anteil wird steigen. Derzeit reichen die Ölvorräte in der Europäischen Gemeinschaft für 112 Tage.

(4) *Erdgas* deckt nach wie vor einen beachtlichen Anteil (17%) des Primärenergiebedarfs. Die Eigenversorgung der Gemeinschaft – vornehmlich niederländischen Ursprungs – ist beachtlich. Sie übersteigt derzeit noch 74%, wird aber sinken.

(5) Die festen Brennstoffe *(Steinkohle* und *Braunkohle)* tragen zur Versorgung mit 22% bei. Dieser Anteil wird in Zukunft nur wenig steigen, nach den derzeit vorliegenden, aber sicherlich noch nach oben zu revidierenden Schätzungen auf voraussichtlich 23% im Jahre 2000. Der Kohleversorgungsanteil liegt in den Mitgliedstaaten der Gemeinschaft unterschiedlich hoch: Großbritannien 34%, Deutschland 27%, Frankreich 16% und Italien 6%.

(6) Die *Kernenergie* deckt nach wie vor nur einen bescheidenen Teil des Energiebedarfs. Von der Ende 1980 in den Ländern der Gemeinschaft in Betrieb befindlichen Kernenergieleistung

von 32,7 GWe entfielen auf Frankreich 39%, Deutschland 26%, Großbritannien 25% sowie Belgien, Italien und die Niederlande zusammen 10%. Diese Anteile werden sich bis 1985 deutlich verändern, vor allem wegen des kraftvollen Ausbaus der Kernenergie in Frankreich und Belgien. Dann wird sich die installierte Kernenergieleistung wie folgt auf die wichtigsten Mitgliedstaaten verteilen: Frankreich 51%, Deutschland 25%, Großbritannien 13%, Belgien 7% und Italien 3%. Für Deutschland gilt dies unter der Annahme einer ungestörten Fertigstellung und Inbetriebnahme der im Bau befindlichen Anlagen.

(7) Die Europäische Gemeinschaft ist nach wie vor in hohem Maße von *Energieimporten* abhängig, in 1979

unter Einschluß der Kernenergie	57%
Kernenergie als heimische Energie gerechnet	54%
Öl allein, bezogen auf den Gesamtenergieverbrauch	47%

Die Einfuhrabhängigkeit ist von Land zu Land überaus verschieden. Die Bandbreite für 1980 reicht von 5% bei den Niederlanden und 6% beim Vereinigten Königreich bis 58% bei Deutschland, 81% bei Frankreich 90% bei Italien und bei Belgien und fast 100% bei Dänemark und Luxemburg. Die hohe Einfuhrabhängigkeit und die inzwischen erheblich gestiegenen Ölpreise haben für die Europäische Gemeinschaft ein auf ein Jahr gerechnetes Handelsbilanzdefizit von 67 Mrd US-$ zur Folge, 1980 mußten die EG-Mitgliedstaaten insgesamt über 100 Mrd US-$ für die Einfuhren von Öl aus der übrigen Welt (den Drittländern) aufwenden.

Diese sieben Feststellungen erklären zu einem wesentlichen Teil die Aufgaben, aber auch die Schwierigkeiten der europäischen Energiepolitik.

2.1.6 Die Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland

(1) Die wirtschaftliche Entwicklung der Bundesrepublik steht im Zeichen der stärksten Rezession der Nachkriegszeit. Übersicht 43 zeigt, wie sich dieser Einbruch auch im Bereich der Energiewirtschaft ausgewirkt hat.

Die gegenwärtige Lage der Versorgung der Bundesrepublik mit Primärenergie – Kohle, Erdöl, Erdgas, Wasserkraft, Kernenergie – läßt sich durch sechs Aussagen charakterisieren (vgl. dazu Abb. 32, S. 156);

Übersicht 43: Volks- und energiewirtschaftliche Kenndaten für die Bundesrepublik; Jahresänderungsraten in v.H.

	reales Bruttoinlandsprodukt	Preisanstieg (Lebenshaltung)	Zahl der Erwerbstätigen	Arbeitszeit je Erwerbstätiger	Arbeitslosenquote	Arbeitsproduktivität[b]	Primärenergieverbrauch
1960–72	+ 4,6	+ 3,1	+ 0,2	–	1,1	+ 4,7	+ 4,4
1972–73	+ 4,9	+ 6,9	+ 0,4	–	1,2	+ 5,0	+ 6,8
1973–74	+ 0,5	+ 6,9	– 2,0	–	2,6	+ 2,8	– 3,3
1974–75	– 2,6	+ 6,0	– 3,3	–	4,8	+ 1,7	– 5,0
1975–76	+ 5,6	+ 4,5	– 0,9	+ 0,8	4,6	+ 6,1	+ 6,5
1976–77	+ 3,0	+ 3,8	– 0,2	– 0,8	4,5	+ 3,2	+ 0,6
1977–78	+ 3,3	+ 2,8	+ 0,8	– 0,9	4,3	+ 2,5	+ 4,5
1978–79	+ 4,6	+ 3,9	+ 1,2	– 0,5	3,8	+ 3,3	+ 5,9
1979–80[p]	+ 2,0	+ 5,4	+ 0,6	– 0,6	3,8	+ 1,4	– 4,0
1980–81[s]	– 1	+ 6	– 1	–	5,3	–	– 6

[a] bezogen auf die abhängigen Erwerbspersonen.
[b] Bruttoinlandsprodukt in konstanten Preisen je Erwerbstätigen.
[p] vorläufig.
[s] im Herbst 1981 bekanntgegebene Vorausschätzungen der deutschen Wirtschaftsforschungsinstitute für 1981

Quellen: Statistisches Bundesamt, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.

Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik 1979 und 1980[a]

Energieträger	in Mio t 1979	SKE 1980	Veränderung %	Anteile 1979	% 1980
Mineralöl	206,8	187,0	− 10	50,7	47,8
Steinkohle	75,8	77,0	+ 2	18,6	19,7
Erdgas	65,3	64,5	− 1	16,0	16,5
Braunkohle	38,1	38,5	+ 1	9,3	9,9
Kernenergie	13,9	14,0	+ 1	3,4	3,6
Wasserkraft usw.	5,8	7,5	+ 30	1,4	1,9
Sonstige	2,5	2,5	± 0	0,6	0,6
insgesamt	408,2	391,0	− 4	100	100

[a] Jan.–Sept. 1981: PEV − 6%; Mineralöl − 12% (45% Anteil); Steinkohle + 1% (21% Anteil); Kernenergie + 3% (5% Anteil).

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen; Angaben für 1980 vorläufig.

- rückläufiger letzthin aber geringfügig gestiegener Versorgungsanteil der Steinkohle: 1980: 20 v.H.; 1955 noch 72 v.H.;
- unveränderte Dominanz des Öls: 1980: 48 v.H. (1955 nur 8%), bei übrigens recht guter Vorratslage: für mehr als 125 Verbrauchstage;
- weiterhin, wenn auch schwächer wachsender Erdgasanteil: 1980: 17%;
- bescheidener, aber derzeit noch wachsender Kernenergieanteil: 1980: 3,6%;
- eine in den letzten Jahren kaum veränderte Einfuhrabhängigkeit; sie liegt nach wie vor nicht unwesentlich über 50%;
- eine keineswegs überwundene, auch durch die Wachstumseinbußen der letzten Jahre längerfristig nachwirkende Rezession; nachdem der Primärenergieverbrauch zwischen 1960 und 1973 um 4,6% p.a. gestiegen war, erreichte die Erhöhungsrate zwischen 1973 und 1980 nur noch 0,5% p.a. mit dem zunächst paradoxen Ergebnis einer Energieüberflußlage in allen Bereichen.

In besonderem Maße beunruhigend ist das Angewiesensein der Bundesrepublik auf Energieeinfuhren, vor allem aus Ölländern. Die als Verhältnis der Nettoeinfuhren zum Primärenergieverbrauch definierte *Importabhängigkeit* ist wie folgt angestiegen:

1955	−2%	1972	54%	1976	59%
1960	9%	1973	56%	1977	61%
1965	33%	1974	53%	1978	59%
1970	49%	1975	57%	1979	61%
1971	52%			1980	61%

Abb. 32: Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland

(2) Alarmierend ist die rapide Verschlechterung der deutschen *Leistungsbilanz.* Diese Bilanz setzt sich zusammen aus der Handelsbilanz, d.i. der Saldo der Einnahmen und Ausgaben aus dem Warenverkehr und der Bilanz der Dienstleistungen und Übertragungen: Aufwendungen für den Reiseverkehr, Überweisungen ausländischer Arbeitskräfte, Transportleistungen, Lizenzgebühren, Kapitalerträge usw. Die Leistungsbilanz wies 1980 ein Defizit von 28 Mrd DM aus. Die Netto-Währungsreserven der Bundesbank verminderten sich dadurch zwischen Ende 1979 und November 1981 von 89 Mrd DM auf 62 Mrd DM (Höchststand im November 1978: 101 Mrd DM). Mit einem weiteren Rückgang der Reserven ist zu rechnen. Vgl. dazu nachstehende Übersicht und S. 255ff.

Die deutsche Zahlungsbilanz in Mrd DM

	1977	1978	1979	1980
Handelsbilanz	+ 38,4	+ 41,2	+ 22,4	+ 9,1
Dienstleistungen u. Übertragungen	– 28,6	– 23,7	– 32,2	– 37,2
Leistungsbilanz	+ 9,8	+ 17,5	– 10,1	– 28,1[a]
langfristiger Kapitalverkehr	– 12,9	– 2,7	+ 10,4	– 6,9
kurzfristiger Kapitalverkehr	+ 12,2	+ 8,5	– 1,1	– 1,2
Kapitalbilanz	– 0,7	+ 5,8	+ 9,3	+ 5,7
Rest- u. Ausgleichsposten	– 6,5	– 11,1	– 6,5	– 2,7
Devisenbilanz	+ 2,6	+ 12,2	– 7,3	– 25,7

[a] Jan.–Okt. 1981: – 23,8 Mrd DM.
Quelle: Deutsche Bundesbank

Die Verschlechterung der Leistungsbilanz ist vornehmlich eine Folge der Erhöhung der Ölpreise. Trotz des Rückgangs der Öleinfuhren um 10% stieg die Nettoölrechnung der Bundesrepublik zwischen 1979 und 1980 von 48 auf 63 Mrd DM. Es sieht so aus, als ob die Bundesrepublik Deutschland ebenso wie die übrigen westlichen Industrieländer einer Politik der Ölländer gegenübersteht, die darauf abzielt, durch Verringerung des Angebots die höchstmöglichen Preise zu erzielen. Diese Politik könnte die Abnehmerländer mehr oder weniger schnell zwingen, ihre Öleinfuhren wegen Mangel an Devisen radikal einzuschränken. Das gilt auch für Deutschland.

(3) Die im *Energieprogramm vom September 1973* unter Berücksichtigung ihrer beiden Fortschreibungen vom Oktober 1974 und vom Dezember 1977 festgelegte Politik der Bundesregierung ist darauf gerichtet

- den Versorgungsanteil der heimischen Steinkohle zu stabilisieren;
- die Braunkohleförderung in ihrer absoluten Höhe zu halten;
- die Mineralöleinfuhren soweit wie möglich abzusenken;
- dem Erdgas einen angemessenen Platz in der Energieversorgung zu sichern;
- die Kernenergie insoweit auszubauen, als dies nach vorrangigem Einsatz heimischer Kohle und nach Ausschöpfung aller Möglichkeiten zur Einsparung von Energie geboten ist, um den zuwachsenden Energiebedarf zu decken *(»Restbedarfsthese«)*.

Der Parlamentarische Staatssekretär beim Bundeswirtschaftsminister, M. Grüner, stellte dazu am 23. Juni 1980 in einer Antwort auf eine Anfrage im Deutschen Bundestag ausdrücklich fest, nach vorrangiger Nutzung anderer Energiequellen und

Übersicht 44: Entwicklung und Aufteilung des Primärenergieverbrauchs der Bundesrepublik Deutschland

	1950	1955	1960	1965	1970	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1985	1990	2000
in Mio t SKE																
Steinkohle	98,6	131,5	128,4	114,4	96,8	83,4	84,2	82,7	66,5	70,7	67,0	68,5	75,8	74,6	80,1	102
Braunkohle[a]	20,7	27,3	29,1	30,0	30,6	31,0	33,1	35,2	34,4	37,6	35,1	35,1	38,1	35,3	35,4	38
Mineralöl	6,3	15,5	44,4	108,0	178,9	196,4	208,9	188,3	181,0	195,9	193,9	203,0	206,8	222,9	225,6	162
Erdgas	0,1	0,4	0,8	3,5	18,3	30,6	38,6	46,5	49,2	51,3	54,9	59,6	65,3	87,8	89,5	97
Wasserkraft	3,3	4,0	4,8	5,2	5,7	4,1	4,7	4,0	4,1	3,4	4,0	4,0	4,0	6,4	7,4	8
Kernenergie	–	–	–	–	2,1	3,1	4,0	4,1	7,1	7,9	11,8	11,7	13,9	49,9	83,2	163
Sonstige[b]	6,5	4,7	4,0	3,5	4,4	5,7	5,0	5,0	5,4	3,5	5,6	4,9	4,3	5,6	8,8	30[c]
Zusammen	135,5	183,4	211,5	264,6	336,8	354,4	378,5	365,8	347,7	370,3	372,3	386,8	408,2	482,5	530,0	600
Nettoeinfuhren	–	1,0	23,7	92,0	168,5	194,7	214,1	192,5	198,9	220,0	226,2	226,9	246,9			
in % des Gesamtverbrauchs																
Steinkohle	72,8	71,7	60,7	43,2	28,8	23,6	22,3	22,6	19,1	19,1	18,0	17,7	18,6	15,1	17,0	17,0
Braunkohle[a]	15,3	14,9	13,8	11,4	9,1	8,7	8,7	9,6	9,9	10,2	9,4	9,1	9,3	7,3	6,7	6,3
Mineralöl	4,7	8,4	21,0	40,8	53,1	55,4	55,2	51,5	52,1	52,9	52,1	52,5	50,7	46,2	42,5	27,0
Erdgas	0,1	0,2	0,4	1,3	5,4	8,6	10,2	12,7	14,2	13,9	14,7	15,4	16,0	18,2	16,9	16,2
Wasserkraft	2,6	2,4	2,2	2,0	1,7	1,4	1,2	1,1	1,2	0,9	1,1	1,0	1,0	1,3	1,4	1,3
Kernenergie	–	–	–	–	0,6	0,9	1,1	1,1	2,0	2,1	3,2	3,0	3,4	15,7	27,2	27,2
Sonstige[b]	4,5	2,4	1,9	1,3	1,3	1,4	1,3	1,4	1,5	0,9	1,5	1,3	1,0	1,7	5,0	5,0
	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Nettoeinfuhren	–	–0,5	11,2	34,8	50,0	55,0	56,6	52,6	57,2	59,4	58,7	60,5				

[a] einschl. Pechkohle; [b] einschl. Stromeinfuhren; [c] einschließlich Sonnenenergie und Umgebungswärme.

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Energieprogramm der Bundesregierung vom 14. Dezember 1977 (»Energiemarktprognose der Institute«).

Übersicht 45: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in der Bundesrepublik Deutschland nach Verwendungen

	1960	1965	1970	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1985	1990	2000
	in Mio t SKE												
Primärenergieverbrauch	211,5	264,6	336,9	354,3	378,5	365,9	347,7	370,3	372,3	388,2	482,5	530,0	600
Selbstverbrauch des Energiesektors	59,0	67,1	81,3	88,2	94,8	92,7	90,2	96,1	92,8	96,6	134,8	159,4	212
Nichtenergetischer Verbrauch	6,9	13,3	25,2	26,1	26,1	29,6	23,5	25,3	30,2	31,8	39,4	43,1	45
Endenergieverbrauch	145,6	184,2	230,3	240,0	253,9	243,6	234,0	248,9	249,3	259,8	308,3	327,5	343
davon Industrie	70,7	78,7	90,8	89,6	95,6	95,7	84,0	88,3	88,1	88,9	111,2	120,5	137
davon Verkehr	22,5	30,2	39,5	44,5	45,8	43,8	46,2	48,5	51,2	54,2	56,5	60,0	62
davon Haushalte usw.	52,4	75,3	100,1	105,9	112,5	104,1	103,8	112,1	110,0	116,7	140,6	147,0	144
Anteile am Primärenergieverbrauch in Prozenten:													
Selbstverbrauch des Energiesektors	27,9	25,4	24,1	24,9	25,0	25,3	25,9	25,9	24,9	24,9	28,0	30,2	35,3
Nichtenergetischer Verbrauch	3,2	5,0	7,5	7,4	7,9	8,1	6,8	6,9	8,1	8,2	8,2	8,1	7,5
Endenergieverbrauch	68,9	69,6	68,4	67,7	67,1	66,6	67,3	67,2	67,0	66,9	63,8	61,7	57,1
davon Industrie	33,4	29,8	27,0	25,3	25,3	26,2	24,2	23,9	23,7	22,8	23,0	22,7	22,8
davon Verkehr	10,6	11,4	11,7	12,5	12,1	12,0	13,3	13,1	13,8	14,0	11,7	11,3	10,3
davon Haushalte usw.	24,8	28,4	29,7	29,9	29,7	28,4	29,8	30,2	29,5	30,1	29,1	27,7	24,0

Quellen wie Übersicht 44.

nach Ausnutzung aller Möglichkeiten zur rationellen Energieverwendung halte die Bundesregierung den Bau weiterer Kernkraftwerke für unerläßlich. Seither – auch im Zusammenhang mit den Auseinandersetzungen um Brokdorf im Frühjahr 1981 – hat die Bundesregierung diese ihre Auffassung immer wieder bestätigt.

Diese Politik findet ihren zahlenmäßigen Ausdruck in den Voraussagen über die Entwicklung der Versorgung der Bundesrepublik Deutschland mit Primärenergie. Übersicht 44 gibt die Daten für die Zeit zwischen 1950 und 2000. Die Vorausschätzungen für 1980, 1985, 1990 und 2000 sind der »Energiemarktprognose der Institute« entnommen, die der zweiten Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung vom 14. Dezember 1977 (Bundestags-Drucksache 8/1357) als Anlage beigefügt sind.[19] Die Aufgliederung auf die wichtigsten Verwendungszwecke und Verbrauchergruppen zeigt Übersicht 45. Übersicht 46 läßt die tiefgreifenden Strukturänderungen der deutschen Energiewirtschaft erkennen.

Wird der aus Übersicht 45 abzulesende Selbstverbrauch des Energiesektors auf die Hauptverbrauchergruppen umgelegt und der nichtenergetische Verbrauch vollständig der Industrie

[19] Voraussagen über die Entwicklung des Energieverbrauchs und seine Dekkung sind in den letzten Jahren mehr und mehr zu einem Politikum geworden. Was die Grundlagen und den Aussagewert dieser Voraussagen angeht, ist folgendes zu beachten: Die Bundesrepublik Deutschland hat sich seit ihrem Bestehen für eine marktwirtschaftliche Ordnung entschieden. Ausgehend von den Versorgungsmöglichkeiten und der Entwicklung des Bedarfs werden die energiewirtschaftlichen Entscheidungen daher von den auf dem Markte tätigen Unternehmen getroffen. In dieser Konzeption beschränkt sich der Staat darauf, die energiepolitischen Zielsetzungen zu fixieren und die Bedingungen zu setzen, in deren Rahmen diese Zielsetzungen verwirklicht werden können.

Die zunehmende Erschwerung einer ausreichenden, sicheren, preiswerten, sparsamen und umweltfreundlichen Versorgung mit Energie hat in den letzten Jahren aber zu immer stärkeren staatlichen Eingriffen geführt. Vor allem zur Sicherung des Absatzes heimischer Steinkohle hat der Staat inzwischen auch auf Durchsetzung quantitativer Ziele gedrängt, so durch seine Patenschaft beim Abschluß eines Vertrages zwischen dem Steinkohlenbergbau und der Elektrizitätswirtschaft, der sichern soll, daß zwischen 1981 und 1995 jahresdurchschnittlich steigend von 38 bis 47,5 Mio t Steinkohle verstromt werden. Bei dieser Lage sind die durch die Energieprogramme der Bundesregierung festgelegten Ziele mehr als unverbindliche Orientierungen. Sie stellen »eine bedingte Prognose dar, in der sich die erwarteten Ergebnisse der Energiepolitik widerspiegeln«. Die Bundesregierung sieht den Informationswert dieser Prognosen aber nicht als stichtagbezogene Zahlenaussagen, sondern als Darlegung »der Tendenzen und Größenordnungen einer zu erwartenden Entwicklung«.

zugerechnet, so ergeben sich die in Übersicht 47 genannten Verbrauchsanteile für die Zeit seit 1972.

Übersicht 46: Jahresdurchschnittliche Änderungsraten der deutschen Energieversorgung in Prozent

	1950 – 1960	1960 – 1973	1973 – 1978	1978 – 1985	1985 – 2000
Steinkohle	+ 2,7	− 3,2	− 4,0	+ 1,2	+ 2,1
Braunkohle	+ 3,5	+ 1,0	+ 1,2	+ 0,1	+ 0,5
Mineralöl	+ 19,3	+ 12,7	− 0,6	+ 1,3	− 2,1
Erdgas	–	–	+ 9,1	+ 5,7	+ 0,7
Kernenergie	–	–	+ 24	+ 23	+ 8,2
insgesamt	+ 5,6	+ 4,6	+ 0,4[a]	+ 3,2[a]	+ 1,5
Selbstverbrauch	–	+ 3,7	+ 0,4	+ 4,9	+ 3,1
Nicht-Energie	–	+10,8	+ 4,0	+ 3,1	+ 0,9
Endenergie	–	+ 4,4	+ 0,5	+ 2,5	+ 0,7
Industrie	–	+ 2,3	− 1,4	+ 3,2	+ 1,4
Verkehr	–	+ 5,6	+ 3,4	+ 0,6	+ 0,6
Haushalte[b]	–	+ 6,1	+ 0,7	+ 2,7	+ 0,2

[a] 1973 bis 1979: + 1,4%/a, somit 1979 bis 1985: + 2,7%/a
[b] einschl. Kleinverbrauch

Übersicht 47: Anteile der drei Hauptverbrauchergruppen an deutschem Energieverbrauch in %.

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978
Industrie	43,5	43,4	45,9	41,8	41,6	42,2	41,4
Verkehr	16,7	16,4	16,1	17,9	17,7	18,4	18,6
Haushalte und Kleinverbraucher unter Einschluß der militärischen Dienststellen	39,8	40,2	38,0	40,3	40,7	39,4	40,0

(4) Wegen des verminderten Wirtschaftswachstums und der stärkeren Erwartungen in eine »Entkopplung« wurde das Ziel für 1985 in den letzten Jahren mehrfach herabgesetzt:

Energieverbrauch in 1985 gemäß Energieprogramm vom September 1973	610 Mio t SKE
dsgl. gemäß erster Fortschreibung vom Oktober 1974	555 Mio t SKE
dsgl. gemäß den »Grundlinien und Eckwerten« von März 1977	496 Mio t SKE
dsgl. gemäß zweiter Fortschreibung vom Dezember 1977	482 Mio t SKE

Diese Zurücknahme der Ziele für den Gesamtenergieverbrauch war verbunden mit einer für die deutsche Energiepolitik charakteristischen Veränderung der Deckungsbeiträge der verschiedenen Primärenergien; s. Übersicht 48.

Übersicht 48: Gegenüberstellung der von der Bundesregierung vor der Ölkrise und letzthin vorgenommenen Vorausschätzungen des Primärenergieverbrauchs in Mio t SKE

	1973	1978	1979	1980[p]	1985 urspr.	1985 nunmehr	Änderung
Steinkohle	84,2	68,5	75,8	77,0	50	74,7	+49%
Braunkohle	33,1	35,1	38,1	38,5	38	35,3	− 7%
Mineralöl	209,0	203,0	206,8	187,0	330	222,9	−32%
Erdgas	38,6	59,6	65,3	64,5	92	87,8	− 5%
Kernenergie	4,0	11,7	13,9	14,0	90	49,9	−45%
insgesamt[a]	378,6	386,8	408,2	391,0	610	482,5	−21%

[a] unter Einschluß der Wasserkraft, des Außensaldos Strom und der »Sonstigen«
[p] vorläufig

Quelle: Energieprogramme der Bundesregierung vom September 1973 und Dezember 1977

Übrigens waren die Voraussagedaten für den Energieverbrauch bis 1970 durchweg zu niedrig und erst seit Beginn der verlangsamten Wirtschaftsentwicklung, also seit 1973/74 allgemein überhöht. Das liegt auch an der psychologisch verständlichen Neigung, in Zeiten eines Wirtschaftsaufschwungs die zukünftige Entwicklung zu überschätzen und in Zeiten einer Rezession zu pessimistisch in die Zukunft zu sehen. Abb. 33 bringt dies eindrucksvoll zum Ausdruck.

Abb. 33: Prognosen und tatsächliche Entwicklung des deutschen Primärenergieverbrauchs nach P. Schnell.

Die vorstehenden Übersichten lassen sowohl die Bemühungen um die Realisierung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung erkennen als auch die hier gesetzten Grenzen. Fraglich ist insbesondere

- ob das angestrebte Wirtschaftswachstum erreicht werden kann;
- ob die finanziellen Mittel zur Erhaltung der Steinkohleförderung und zur Veredelung der Kohle aufgebracht werden können;
- ob die Braunkohlenförderung nicht etwa nachhaltig verstärkt werden soll;
- ob und in welchem Maße die Ereignisse auf den internationalen Ölmärkten dazu zwingen werden, den Versorgungsanteil des Mineralöls noch stärker – vielleicht sogar ganz wesentlich stärker – zu reduzieren; das hätte dann auch Folgen für das Wirtschaftswachstum und die Grobstruktur des Energiesektors;

- inwieweit die für das Erdgas zu zahlenden Preise noch anlegbar sind;
- ob die Kernenergieentwicklung ausreichend politisch akzeptiert wird, um die gegenwärtig bescheidenen, aus energiepolitischen Gründen möglicherweise aber heraufzusetzenden Ausbauziele zu verwirklichen.
- ob die Erwartungen in eine »Entkopplung« der Wachstumsraten für das reale Bruttoinlandsprodukt und den Primärenergieverbrauch erfüllt werden;

(5) Eine aufschlußreiche, allerdings mit Vorsicht zu interpretierende vergleichende Zusammenstellung der Änderungsraten energiewirtschaftlicher Kenndaten für die Zeit zwischen 1960 und 1990 gibt Übersicht 49.

(6) Die vorgenannten Voraussagen stammen im wesentlichen aus einer Zeit, in der das Wirtschaftswachstum und die hierfür unerlässliche Steigerung des Energieverbrauchs noch nicht ernsthaft in Frage gestellt waren. Seit etwa 1978 ist dies anders. Wie weit schon (Mitte 1980) die Auffassungen über unsere Energiezukunft auseinandergehen, zeigen recht deutlich die vier »Pfade« mit ihren Varianten, die die vollkommen unterschiedlichen Vorstellungen über die Entwicklung der Kernenergie der 15 Mitglieder der vom Deutschen Bundestag eingesetzten (ersten) Enquêtekommission »zukünftige Kernenergiepolitik« zum Ausdruck bringen: Übersicht 50.

Zur Erläuterung dieser Übersicht nur wenige Aussagen:

Pfad 1 aktualisiert mehr oder minder das *Energieprogramm der Bundesregierung* von 1977. In der Variante hierzu wird unter sonst gleichen Bedingungen die Kernenergie optimal entwickelt. Dies würde gestatten, die Abwanderung der Grundstoffindustrie aufzuhalten.

Pfad 2 ist gekennzeichnet durch sog. *starkes,* durch administrative Eingriffe herbeigeführtes *Sparen,* das weit hinausgeht über das Maß rationellerer Energieverwendung, als Folge der erhöhten Energiepreise und verstärkt durch im wesentlichen marktkonforme Sparanreize (»Trend-Sparen«). In der Variante ist der Ölverbrauch minimiert.

Pfad 3 sieht vor, daß Energie durch einschneidende Eingriffe *sehr stark gespart* wird. Auch in der Variante hierzu wird der Ölverbrauch minimiert. Nur in der Variante sind zur Jahrhundertwende Kernkraftwerke in Betrieb.

Übersicht 49: Vergleich der Änderungsraten (% p.a) energiewirtschaftlicher Kenndaten für die OECD, die Europäische Gemeinschaft und die Bundesrepublik

	1960–1973	1973–1978	1978–1985	1985–1990
	reales Bruttoinlandsprodukt (BIP)			
OECD[a]	+ 4,6	+ 2,2	+ 4,6	+ 3,4
EG[b]	+ 4,7	+ 2,0[c]	–	–
D	+ 4,5	+ 1,9[e]	+ 4,0[g]	+ 3,5
	Primärenergieverbrauch (PEV)			
OECD[a]	+ 5,0	+ 0,8	+ 4,2	+ 2,8
EG[b]	+ 4,7	– 0,1[d]	+ 4,1	–
D	+ 4,6	+ 0,4[f]	+ 3,1[g]	+ 1,9
	Elastizität PEV/BIP			
OECD[a]	1,1	0,4	0,9	0,8
EG	1,0	–	–	–
D	1,0	0,2[h]	0,8	0,5

[a] Vgl. Übersicht 39.
[b] Vgl. Übersichten 41 und 42.
[c] 1973 bis 1979: + 2,3% p.a.
[d] 1973 bis 1980: + 0,5% p.a.
[e] 1973 bis 1980: + 2,2% p.a.
[f] 1973 bis 1979: + 1,4% p.a.
[g] unter der Annahme, daß die Zielwerte 1985 der »Zweiten Fortschreibung« – Basisfall – zwischen 1978 und 1985 erreicht werden; für die Zeit zwischen 1975 und 1985 entspricht dies einem Wirtschaftswachstum von 4,0%/a und einer durchschnittlichen Steigerungsrate des Primärenergieverbrauchs (PEV) von 3,3%/a. Tatsächlich haben sich zwischen 1975 und 1978 das reale BIP um 3,9%/a und der PEV um 3,8%/a erhöht.
[h] 1973 bis 1980: 0,2.

Zahlreiche Quellen.

Pfad 4 entspricht den Vorstellungen des ÖKO-Instituts mit *extrem starkem Sparen* bei weitgehender Hinwendung zur Sonnenenergie und gleichzeitiger Reduktion des Elektrizitätsverbrauchs in den nächsten 20 Jahren auf weniger als 60% des Standes von 1980.

Übersicht 50: Die vier »Pfade« der Enquête-Kommission »Zukünftige Energiepolitik«. Daten für 2000 vom 23. April 1980[a]

Ref. = Referenzfall; Var. = Variante

Pfad	1980	Pfad 1 Ref.	Pfad 1 Var.	Pfad 2 Ref.	Pfad 2 Var.	Pfad 3 Ref.	Pfad 3 Var.	Pfad 4
Primärenergieversorgung in Mio t SKE								
Kohle	113,6	175	175	145	145	144	145	136
Öl und Gas	283,8	250	250	190	183	189	165	64
Renewables	8,0	40	40	40	40	40	40	100
Kernenergie	12,8	135	227	70	104	0	53	0
insgesamt	418,3	600	692	445	472	373	402	301
davon:								
Kohle z. Veredlung	0	30	30	30	30	0	30	0
Kohle z. Stromerzg.	69,9	80	80	29	40	76	53	21
Öl u. Gas z. Stromerzg.	33,2	21	27	10	13	7	9	1
»Renewables« z. Stromerzg.	8,0	10	10	10	10	10	10	49
Kernenergie z. Stromerzg.	12,8	130	223	70	104	0	53	0
insgesamt z. Stromerzg.	123,9	241	340	119	167	93	125	71
davon Nicht-Energie	36,7	57	81	45	49	37	37	37
Endenergieversorgung in Mio t SKE								
Kohle	35,5	45	45	63	53	47	41	44
Kohleveredelgsprodukte	0	13	0	18	12	0	18	0
Öl u. Gas	189,7	171	164	129	125	138	113	132
Fernwärme	5,8	16	15	13	13	13	13	13
Elektrizität	39,0	92	128	47	65	39	51	34
»Renewables«	0	28	28	28	28	28	28	22
insgesamt	279,0	365	380	298	296	265	264	245
Nichtenerg. Verbrauch	34,3	50	66	43	43	34	34	34
Kernenergieleistung in GWe								
	12,0	77	133	40	60	0	30	0

[a] Aus den in Fußnote 6 (Seite 125) genannten Gründen wird von einer Mitteilung der Prognosen der Enquetekommission für die Zeit nach dem Jahr 2000 abgesehen

Die Unterschiede in den Positionen zeigen sich wohl am deutlichsten in den angenommenen oder sich ergebenden Wachstumsraten 1980 bis 2000 für die drei Eckdaten reales Bruttosozialprodukt, Primärenergieverbrauch und Elektrizitätsverbrauch.

Durchschnittliche Wachstumsrate in % p.a. 1980 bis 2000

Pfad	1 Ref	1 Var	2 Ref	2 Var	3 Ref	3 Var	4
BSP	+ 3,4	+ 3,3	+ 2,0	+ 2,0	+ 2,0	+ 2,0	+ 2,0
PEV	+ 1,8	+ 2,5	+ 0,3	+ 0,6	− 0,6	− 0,2	− 1,0
El'V	+ 3,4	+ 5,2	− 0,2	+ 1,5	− 1,4	+ 0,1	− 2,3

Unter den sieben Varianten fehlt der – gemäß den vier Kriterien ausreichende, möglichst sichere, kostenoptimale und umweltfreundliche Energieversorgung – gegenwärtig wohl günstigste Pfad, eine zweite Variante zum Referenzfall des Pfades Nr. 1:

- einerseits zügige Entwicklung der Kernenergie mit dem Ziel, so viel Öl und Gas wie nur möglich – vornehmlich mittelbar – zu substituieren und damit zugleich besser gegen Versorgungsunterbrechungen gewappnet zu sein,
- andererseits zumutbare – möglichst marktkonforme – Sparmaßnahmen, die die Energieverbrauchsminderungen als Folge der gestiegenen Energiepreise verstärken.

2.1.7 Wirtschaftswachstum und »Entkopplung«

Die vorgenannten Prognosen basieren auf politisch lebhaft umstrittenen Annahmen sowohl über das zukünftige Wirtschaftswachstum, als auch über das Ausmaß der »Entkopplung« der Steigerungsraten des Energieverbrauchs und der Wirtschaftstätigkeit.

2.1.7.1 Wirtschaftswachstum ist notwendig!

Für die Zeit bis 1985 strebt die Bundesregierung ein *Wirtschaftswachstum* von wenigstens 4%/a an. In Übereinstimmung mit der volkswirtschaftlichen Lehrmeinung hält sie ein solches Wachstum für erforderlich, um den erwarteten weiteren Anstieg der Arbeitsproduktivität um jahresdurchschnittlich 3 bis 4% (vgl. Übersicht 43) zu kompensieren[19a]. Anderenfalls wäre

[19a] Nach einer Untersuchung des Instituts der Deutschen Wirtschaft von Anfang 1981 hat sich die Produktivität der deutschen Industrie (das reale Produktionsergebnis je Beschäftigtenstunde) zwischen 1960 und 1970 um 5,3% p.a. und zwischen 1970 und 1980 um 3,8% p.a. erhöht. Deutschland lag damit unter den elf größten OECD-Ländern unverändert an fünfter Stelle – vor den Vereinigten Staaten (3,7/2,8) und weit hinter Japan (8,7/4,9).

es nicht möglich, die aus der gleichen Übersicht erkennbare strukturelle Unterbeschäftigung schrittweise abzubauen.

Die leidvollen Erfahrungen der letzten Jahre haben aber auch gezeigt, daß ein Wirtschaftswachstum von 3 bis 4 v.H. jährlich unerläßlich ist

- um die sozialen Sicherungssysteme zu finanzieren,
- um die öffentlichen Haushalte zu konsolidieren,
- um der Wirtschaft zu ermöglichen, ihre Strukturen anzupassen,
- um die von der Bundesrepublik erwarteten finanziellen Hilfen an finanzschwache und Entwicklungsländer aufzubringen,
- und schließlich, um den Umweltschutz angemessen zu verbessern.

Das gilt jedenfalls bis zur zweiten Hälfte der 80er Jahre. Danach wird sich die Lage aufgrund der Bevölkerungsentwicklung ändern.

Die Bundesregierung steht mit dieser Auffassung keineswegs allein. Alle westlichen Industrieländer orientieren sich an diesem Wachstumsziel. Ein Beweis: Die mit den deutschen Vorstellungen über das erforderliche Wirtschaftswachstum weitgehend übereinstimmenden Empfehlungen der Programme der Europäischen Gemeinschaft für die mittelfristige Wirtschafts- und Finanzpolitik.

Die OECD als Sprecherin der Gesamtheit der westlichen Industrieländer geht noch weiter. 1976 wurde im Rahmen einer Wachstumsstrategie festgelegt, daß das reale Bruttosozialprodukt zwischen 1976 und 1980 um jährlich 5% steigen soll. Dieses Ziel wird aber weit verfehlt. Das BSP aller OECD-Länder wuchs

zwischen 1976 und 1977 um 3,7%
zwischen 1977 und 1978 um 3,5%
zwischen 1978 und 1979 um 2,25%.

Zwischen 1979 und 1980 ist die Wirtschaftstätigkeit der OECD kaum noch gewachsen, dies bei einer durchschnittlichen Arbeitslosigkeit von über 6% und einer durchschnittlichen Preissteigerungsrate von über 13%. So ist und bleibt die Überwindung der Rezession das zentrale Problem der internationalen und auch der nationalen Wirtschaftspolitik.

Warum ist die simple Feststellung, Wirtschaftswachstum sei unerläßlich, so umstritten? Offenbar vergißt man, auf die entscheidende Grundannahme hinzuweisen: Wenn wir bis 1985 mit 3 bis 4% jährlich rechnen, so in der bestimmten Erwartung,

daß es alsbald zu einer nachhaltigen Wiederbelebung der Wirtschaftstätigkeit kommt und daß keine neue Rezession eintritt. Der auf ausreichende Beschäftigung bedachte Wirtschaftspolitiker darf nicht von einer niedrigen Wachstumsrate ausgehen, zumal, wegen der langen Vorlauf-, Genehmigungs- und Bauzeiten für energiewirtschaftliche Anlagen Investitionsentscheidungen sehr früh getroffen werden müssen. Fehlen im kritischen Zeitpunkt die für die Versorgung erforderlichen Energieerzeugungskapazitäten, so nimmt das Wachstum Schaden.

Eine Alternative bringt dieses Dilemma zum Ausdruck: Wer mit einer niedrigen Wachstumsrate rechnet, kann dies aus zwei Gründen tun:

- weil er nicht an ein vergleichsweise mäßiges, aber ungebrochenes stetiges Wirtschaftswachstum bis 1985 glaubt,
- oder weil er für ein anderes Wachstum eintritt, ein »qualifiziertes Wachstum«, was auch immer darunter verstanden wird.

Das letzte kann man sicherlich wollen und möglicherweise auch erreichen. Man muß sich aber über eines im klaren sein: dieses »andere Wachstum«, das in irgendeiner Form zur Vollbeschäftigung führen soll, kann nur verwirklicht werden durch eine zumindest graduelle Änderung des »Systems«. Unerläßlich wäre jedenfalls eine weitreichende Steuerung der Wirtschaft nach einem »Plan« unter Aufgabe essentieller Vorteile der marktwirtschaftlichen Ordnung.

Wie kritisch die Lage ist, zeigt das »Deutschland-Modell« des Instituts für angewandte Systemanalyse und Prognose in Hannover[20] (Prof. E. *Pestel*). Dieses Institut sagt ein reales Wirtschaftswachstum 1975 bis 1985 von nur 2,2% p.a. voraus[21] dies aber mit dem in diesem Kontext für ein Mitglied des Clubs of Rome bemerkenswerten Hinweis, daß dann bis 1985 2,5 Mio Arbeitslose zu erwarten sind und daß diese Prognose nicht gemacht wurde, »damit sie Realität werde, sondern damit wir

[20] Eduard Pestel, Das Deutschland-Modell, Stuttgart 1978. Die bisherige Entwicklung hat die Prognosen des Instituts für angewandte Systemanalyse und Prognose (ISP) nicht bestätigt, wie die folgende Gegenüberstellung der jahresdurchschnittlichen Zuwachsraten zeigt:

		BSP	PEV	El'V
zweite Fortschreibung	1975–85	4,0%	3,3%	5,6%
Deutschland-Modell	1975–85	2,8%	2,3%	3,4%
tatsächlich	1975–79	3,3%	3,2%	4,9%

Die Bundesregierung hat die Entwicklung zutreffender vorausgesehen als das Institut in Hannover.

sehen, wie man derartige Entwicklungen am besten verhindert«[21]. In der Tat führt jede Fortschreibung der gegenwärtigen ungünstigen Wirtschaftsentwicklung zu einer wie auch immer instabilen Wirtschaftsstruktur, insbesondere steigender Arbeitslosigkeit.

2.1.7.2 Grenzen einer »Entkopplung«

Nun das zweite Glied in der Argumentationskette: der Zusammenhang zwischen dem *Wirtschaftswachstum und der Erhöhung des Energieverbrauchs.* Die heute unter Fachleuten der wirtschaftswissenschaftlichen Institute und der Wirtschaftsverwaltung im In- und Ausland unbestrittene These lautet: Ausreichendes Wirtschaftswachstum ist ohne eine entsprechende Steigerung des Energieverbrauchs nicht möglich. Das gestiegene Energiepreisniveau und die mannigfaltigen Aktionen zur rationelleren Energieverwendung lassen zwar erwarten, daß – vor allem auf lange Sicht – der Energieverbrauch hinter dem Wirtschaftswachstum zurückbleibt, bei Anerkennung der Wachstumsziele keineswegs aber stagnieren wird. Andererseits sind rationellere Energieverwendung (Energieeinsparungen) und verbesserter Umweltschutz regelmäßig nur durch höheren Elektrizitätsverbrauch zu erreichen.

Das am wenigsten stichhaltige gleichwohl aber am häufigsten verwendete Gegenargument lautet: Wenn alles dies wahr wäre, müßte Energie knapp sein und müßten Versorgungsengpässe auftreten. Beides war und ist nicht der Fall. In der Tat übertraf der Primärenergieverbrauch von 1980 den von 1973 nur um ein geringes (+ 3,3 v.H.). Aber auch das reale Bruttosozialprodukt von 1980 lag nur um 16 v.H. über dem von 1973; dies mit dem Ergebnis einer Arbeitslosenzahl von im Jahresdurchschnitt einer Million und einem Leistungsbilanzfehlbetrag von etwa 30 Mrd DM. Diese Konjunkturlage liefert sicherlich keine Beurteilungsgrundlage für einen »normalen Energieverbrauch«. Bisher jedenfalls sind die erreichten Entkopplungserfolge recht unsicher. Zudem ist zu bedenken, daß sich bei Wachstumsraten nahe Null mehr oder weniger das mathematisch unlösbare Problem stellt, wieviel ist Null dividiert durch Null. Aus den Daten für 1973 bis 1980 lassen sich jedenfalls noch keine eindeutigen

[21] Bild der Wissenschaft 1 und 2, 1978, s. auch Das Deutschland-Modell a.a.O. S. 129.

Schlüsse ziehen[22], in welchem Maß die für die nächsten Jahre erwartete Entkopplung bereits eingesetzt hat. Erst die Entwicklung des Jahres 1980 läßt erkennen, daß die über die allgemeine Preisentwicklung weit hinausgehende Erhöhung der Energiepreise zu einer rationelleren Energieverwendung führt.

Nach der *zweiten Fortschreibung* des Energieprogramms will die Bundesreqierung die Korrelation zwischen den Zuwachsraten des Primärenergieverbrauchs und dem Wirtschaftswachstum absenken von 1,00 zwischen 1960 und 1973 auf 0,83 zwischen 1975 und 1985 und weiter auf 0,54 zwischen 1985 und 1990[23]. Durch die in der Folge der Ereignisse im Iran eingetretenen Erhöhungen der Energiepreise sind die Chancen einer Rea-

[22] Wie wenig übersichtlich, ja verwirrend die Lage in der Bundesrepublik ist, zeigt nachstehende Gegenüberstellung der zwischen 1973 und 1980 erreichten Änderungsraten für das reale Bruttoinlandsprodukt (BIP) und für den Primärenergieverbrauch (PEV) mit den sich daraus ergebenden Elastizitäten (E)

	BIP	PEV	E
1973–1974	+ 2,4	− 2,4	negativ
1974–1975	− 2,4	− 5,7	(2,4)
1975–1976	+ 4,8	+ 5,7	1,19
1976–1977	+ 3,0	+ 0,6	0,20
1977–1978	+ 3,3	+ 4,5	1,36
1978–1979	+ 4,6	+ 5,9	1,28
1979–1980	+ 2,0	− 4,0	negativ

In dieser Übersicht kommt zum Ausdruck, daß sich eine Vielzahl von singulären Einflüssen ausgewirkt haben:
- die »Rezession«, die vor allem zu einem Rückgang des Anteils der Industrie am Primärenergieverbrauch geführt hat,
- der außergewöhnliche Produktionsrückgang in einigen energieintensiven Industriezweigen,
- die von Jahr zu Jahr schwankenden Temperaturverhältnisse, die den Wärmeverbrauch der Haushalte anomal beeinflußten.

[23] Die 1980 bekanntgegebene, sicherlich aber korrekturbedürftige Prognose der Internationalen Energieagentur in Paris ist recht vorsichtig. Für die Gesamtheit der IEA-Länder gibt sie den folgenden Vergleich der Prognose-Kenndaten:

	1973–79	1979–85	1979–90
Wachstum des PEV	1,1	2,0	2,1
Wirtschaftswachstum in % p.a.	2,6	3,4	3,4
Korrelation	0,4	0,6	0,6

Quelle: IEA, Energy Policies and Programmes of IEA Countries, 1980 Review.

lisierung der Sparziele gestiegen, ja es ist keineswegs ausgeschlossen, daß diese Ziele übertroffen werden. Wahrscheinlich werden auch die verbrauchseinschränkenden Maßnahmen der Bundesregierung zu dieser Entkoppelung beitragen.

2.2 Energiepolitik

2.2.1 Allgemeine Vorbemerkungen

Kein Bereich der Politik steht heute so im Vordergrund des Interesses, ist aber zugleich auch so umstritten wie die Energiepolitik, vor allem in der Folge des Umschwungs im Iran, wegen der beispiellosen Steigerung der Rohölpreise und wegen der Auseinandersetzungen um die Akzeptanz der Kernenergie nach Harrisburg, Gorleben und Brokdorf.

2.2.1.1 Strukturelle Besonderheiten der Energiewirtschaft

Die Energiewirtschaft – Primärenergiegewinnung, Energieumwandlung, Transport, Lagerhaltung und Verbrauch von Energie – weist im Vergleich zu anderen industriellen Tätigkeiten *strukturelle Eigenarten* auf. Diese rechtfertigen eine »Energiepolitik«, die sich in ihren Zielsetzungen, Instrumenten und in Umfang und Tiefe der Eingriffe deutlich von der übrigen Wirtschaftspolitik abhebt. Auf die folgenden Besonderheiten sei hingewiesen:
- die naturgegebene Abhängigkeit der westlichen Industrieländer von Energieeinfuhren;
- die geographische Begrenzung der Primärenergievorkommen;
- vornehmlich geologisch bedingte Besonderheiten der Primärenergiegewinnung;
- der wegen der Produktionsbedingungen geringe Spielraum für kurzfristige Angebotsanpassungen;
- mono- oder oligopolitische Angebotsstrukturen;
- gravierende Unterschiede im Grad der vertikalen Integration und horizontalen Diversifikation;
- extreme Unterschiede im Operationsspielraum zwischen der Ölwirtschaft und dem Kohlebergbau;
- hohe spezifische Kapitalinvestitionen, die umfassende und langfristige Planungen erfordern;

- gebundene Leitungswege für Elektrizität, Gas und zunehmend für Öl;
- die zeitliche Koinzidenz von Erzeugung und Verbrauch bei der Elektrizität.

2.2.1.2 *Energiepolitische Zielsetzungen*

Als Energiepolitik ist die Gesamtheit der hoheitlichen Regelungen und Maßnahmen zu verstehen, die auf das Verhalten der Anbieter und Nachfrager von Energieprodukten einwirken. In den Industrieländern der westlichen Welt hat diese Politik fünf dominierende *Zielsetzungen:*
- eine möglichst preiswerte Versorgung;
- eine ausreichende und möglichst sichere Versorgung;
- eine möglichst umweltfreundliche Versorgung;
- ein sozial- und regionalpolitisch vertretbares Tempo der Substitution heimischer Energiequellen;
- rationelle Energieverwendung.

Diese einander widerstreitenden und nur im Rahmen einer mittel- und langfristigen Orientierung miteinander zu vereinbarenden Zielsetzungen haben in den letzten Jahren ihren Stellenwert verändert: Die Sicherheit der Versorgung und eine reibungslose Substitution haben mehr und mehr Vorrang vor der Preiswürdigkeit erhalten. Angesichts des Leistungsbilanzdefizits bahnt sich hier wohl ein Wandel an. Die Umweltaspekte und die Forderung nach sparsamstem Umgang mit Energie sind erst in jüngster Zeit in die Betrachtung einbezogen worden.

Diese Zielsetzungen verwirklichen, heißt die folgenden für die Energiewirtschaft der westlichen Industrieländer unterschiedlich akuten *Probleme der Energieversorgung* lösen:
- die Abhängigkeit unserer Energieversorgung von Erdölbezügen aus Nahost und Nordafrika vermindern oder in Grenzen halten und zugleich vorsorgen, daß plötzlich auftretende Versorgungsschwierigkeiten überwunden werden können;
- soweit energiepolitisch geboten, die Wettbewerbsunterlegenheit der heimischen Energieerzeugung vermindern, diese gegen Einfuhrenergien schützen und zugleich dafür sorgen, daß eigene Produkte zu kostendeckenden Preisen angeboten werden können; vor allem betrifft dies den heimischen Steinkohlenbergbau;
- unter den Zielsetzungen der Energiepolitik willkommenen Energien, so der Braunkohle, dem heimischen Erdgas und der Wasserkraft bessere Entwicklungsmöglichkeiten geben;

- der Kernenergie zur Akzeptanz zu verhelfen – sofern dies gewollt ist;
- die durch Erzeugung, Umwandlung und Verbrauch von Energie verursachten Schädigungen und Gefährdungen der Umwelt vermeiden oder wenigstens begrenzen;
- dafür sorgen, daß Energie gespart und rationeller verwendet wird.

2.2.2 Internationale Energiepolitik

2.2.2.1 Die Ebenen der Energiepolitik

Für die zehn Mitgliedstaaten der Europäischen Gemeinschaft, auf die immerhin ein Sechstel des Weltenergieverbrauchs und vier Fünftel des Energieverbrauchs Westeuropas entfällt, vollzieht sich die Energiepolitik auf drei Ebenen: der Ebene der Mitgliedstaaten, der Ebene der Europäischen Gemeinschaft und der Ebene der Gesamtheit der westlichen Industrieländer, hier im Rahmen der Internationalen Energie-Agentur, der I.E.A. Diese Politiken sind miteinander in stetem Widerstreit und geben damit dem energiewirtschaftlichen Geschehen ihr typisches Gepräge.

In der Bundesrepublik hat sich diese Politik erst langsam aus dem Schatten der allgemeinen Wirtschaftspolitik gelöst und den hohen Rang erhalten, der den Energieproblemen heute zuerkannt wird. Dabei war mitentscheidend, daß die Probleme dieses wichtigen Sektors der Volkswirtschaft nur zu verstehen und zu lösen sind im Rahmen einer internationalen energiewirtschaftlichen Gesamtbetrachtung unter Berücksichtigung der Einbindung der Bundesrepublik in die Weltwirtschaft und besonders in die Weltenergiewirtschaft. Die deutsche Energiepolitik wurde mit zunehmendem Engagement, aber auch mit wachsenden Schwierigkeiten konzipiert und formuliert von den Bundesministern L. Erhard, K. Schmücker, K. Schiller, H. Schmidt, H. Friedrichs und O. Graf Lambsdorff sowie deren hierfür zuständigen Staatssekretären L. Westrick, A. Müller-Armack, L. Kattenstroth, D. K. Rohwedder und D. v. Würzen.

Seit mehreren Jahren findet die deutsche Energiepolitik ihren Ausdruck in dem Energieprogramm der Bundesregierung vom 3. Oktober 1973 und dessen beiden Fortschreibungen vom 30. Oktober 1974 und 14. Dezember 1977 (Bundestagsdrucksa-

chen 7/1057, 7/2713 und 8/1357). Eine dritte Fortschreibung ist (1981) in Vorbereitung. Das ursprüngliche Programm und die beiden Fortschreibungen – die erste in Kenntnis der Auswirkungen der Ölkrise und die zweite unter dem Eindruck des wider Erwarten mäßigen Wirtschaftswachstums und der weitverbreiteten Abwehrhaltung gegen die Kernenergie – nennen Ziele und geben energiepolitische Leitlinien für die Bereiche Steinkohle, Braunkohle, Mineralöl, Erdgas und Kernenergie. Die erste Fortschreibung befaßt sich zudem mit dem Verhältnis der Energieversorgung zum Umweltschutz, mit der Energieforschung, mit den Grundsätzen für eine rationelle Energieverwendung und mit den finanziellen Konsequenzen, die zweite Fortschreibung darüber hinaus mit ordnungspolitischen Fragen (Tarifstruktur, Einspeisung und Durchleitung usw.), wie vor allem auch mit der Sicherung der »Entsorgung« und den Genehmigungsverfahren für Kernkraftwerke.

2.2.2.2 Motivierung einer internationalen Energiepolitik

Im folgenden wird der Versuch unternommen, die im ganzen entmutigenden Bemühungen um eine europäische und später auch auf den Raum aller westlichen Industrieländer ausgedehnte Energiepolitik nachzuzeichnen, weil diese Bemühungen die Problematik dieser Politik und zugleich der Nuklearpolitik besonders deutlich machen und damit den politischen und wirtschaftlichen Rahmen für die Kernenergieentwicklung diesseits und jenseits der Grenzen erkennen lassen.

Für eine einheitlich konzipierte großräumige europäische Energiepolitik spricht insbesondere, daß – bedingt durch den technischen Fortschritt und die politische Entwicklung – die *Konzentration* in der Energiewirtschaft fortschreitet und an den Ländergrenzen zumeist nicht haltmacht:

- die Konzentration im *Steinkohlenbergbau* nimmt zu, weil nur auf diesem Wege eine Bereinigung der Kohlenfelder und damit eine überbetriebliche Rationalisierung möglich ist und zudem der Wettbewerb zwischen den verschiedenen Bergwerksgesellschaften eines Reviers nicht für wirtschaftlich sinnvoll erachtet wird;
- die Konzentration in der *Ölwirtschaft* nimmt zu, weil internationale und vertikal integrierte Ölgesellschaften besser die mehr und mehr umfassenden und risikoreichen Aufgaben zu lösen vermögen und zudem für Rohöl ein weltweites Angebotskartell besteht;

• die Konzentration in der *Gaswirtschaft* nimmt zu wegen der verstärkten Ausrichtung auf die in wenigen Händen befindlichen großen Erdgasvorkommen;
• die Konzentration in der *Elektrizitätswirtschaft* nimmt zu wegen der durch die Kernenergie bedingten größeren Kraftwerksblöcke und der gestiegenen Erfordernisse des Verbunds, um hier nur zwei Aspekte zu nennen.

2.2.2.3 Die Energiepolitik der Europäischen Gemeinschaft

(1) Gemessen an den Erfordernissen sind die Erfolge der Bemühungen um eine *Europäische Energiepolitik* begrenzt. Die auf der Ebene der Europäischen Gemeinschaft erarbeiteten Vorschläge – angefangen mit dem Memorandum über die Energiepolitik vom 25. Juni 1962 – haben gegen den Widerstand der auf die Durchsetzung nationaler Zielsetzungen ausgerichteten Regierungen nur ungenügend durchgesetzt werden können. Um die Verwirklichung einer solchen gemeinschaftlichen Energiepolitik und einer in diesen Rahmen eingepaßten Kernenergieentwicklung haben sich die folgenden Mitglieder der Europäischen Exekutiven mit unterschiedlichem und im Trend zurückgehendem Erfolg verdienstvoll bemüht: F. Etzel, F. Hellwig und P. Lapie (Hohe Behörde), W. Hallstein, H. v.d. Groeben und R. Marjolin (EWG.-Kommission), L. Armand, E. Hirsch, P. De Groote, H. L. Krekeler, R. Margulies und E. Sassen (EURATOM-Kommission) sowie W. Haferkamp, H. Simonet, R. Dahrendorf, G. Brunner und E. Davignon (Kommission der Europäischen Gemeinschaften).

Die seit dem Beginn der »Ölkrise« im Herbst 1973 offenbar gewordenen Schwierigkeiten, die der Verwirklichung einer gemeinsamen Energiepolitik entgegenstehen, beruhen vornehmlich auf vier politischen Ursachen:
• auseinandergehende Auffassungen über den politischen Charakter der Europäischen Gemeinschaft in der Spannweite zwischen einer vorbehaltslosen Bejahung und einer Ablehnung der Europäischen Gemeinschaft schlechthin;
• unterschiedliche außenpolitische Orientierungen, insbesondere was das Verhältnis zu den Vereinigten Staaten und zu den arabischen Ländern angeht;
• fundamentale Divergenzen in bezug auf die anzustrebende Wirtschaftsordnung, etwa eine liberale Ordnung oder einen Dirigismus mit staatswirtschaftlichem oder mit sozialistischem Vorzeichen;

• politische und wirtschaftliche Schwierigkeiten in der Mehrzahl der Mitgliedstaaten, die kaum Handlungsspielraum lassen, die europäische Integration aufrechtzuerhalten, geschweige denn durch mutige Initiativen weiterzubringen.

Zu diesen allgemeinen politischen Schwierigkeiten treten besondere Interessenunterschiede auf energiewirtschaftlichem Gebiet. Nur vier der neun Mitgliedstaaten (Großbritannien, Deutschland, Frankreich und Belgien) verfügen über einen bedeutenden Steinkohlenbergbau, davon betreiben aber nur Großbritannien und Deutschland eine den heimischen Bergbau fördernde und schützende »Kohlenpolitik«. Drei Mitgliedstaaten (Großbritannien, die Niederlande und Dänemark) haben in übrigens recht unterschiedlichem Maße Anteil an den bisher entdeckten Erdöl- und Erdgasvorkommen unter der Nordsee[25]. Zwei Mitgliedstaaten (Frankreich und Italien) sind schon aus geographischen Gründen an guten Beziehungen zu den Ölförderländern des Mittelmeerraums interessiert. Zwei Mitgliedstaaten sind »Kernwaffenstaaten«, die anderen nicht. Überspitzt läßt sich die aus den unterschiedlichen Interessen sich ergebende Haltung der Mitgliedstaaten zu energiepolitischen Problemen wie folgt kennzeichnen:

> Großbritannien setzt sein Vertrauen in die Ölfunde in der Nordsee, Frankreich in seine diplomatischen Fähigkeiten, Deutschland in seine wirtschaftliche Stärke, Italien in die anderen und die Beneluxländer setzen ihr Vertrauen in die Einhaltung der Verträge.

Es ist aber auch zu berücksichtigen, daß die Europäischen Verträge – der am 23. Juli 1952 in Kraft getretene Vertrag über die Gründung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl und die am 1. Januar 1958 in Kraft getretenen Verträge zur Gründung der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft und zur Gründung der Europäischen Atomgemeinschaft – den Organen der Gemeinschaft nur für die Kohle und die Kernenergie umfassende konkrete Befugnisse zuweisen. Maßnahmen, die andere Primärenergien, insbesondere das Erdöl und das Erdgas, betreffen, setzen dagegen einstimmige Entscheidungen der Vertreter der Mitgliedstaaten im Ministerrat voraus, für die das

[25] In dem der Bundesrepublik Deutschland zugesprochenen Sektor der Nordsee, dem »Entenschnabel«, ist die »Nordseegruppe«, ein Firmenkonsortium unter Führung der BEB, Betriebsführungsgesellschaft Brigitta-Elwerath, 1974/75 erstmals auf nutzbare Erdgasvorkommen gestoßen.

bereits am 21. April 1964 von den Regierungen beschlossene Protokoll eines Abkommens über Energiefragen eine Grundlage liefert und wichtige Orientierungen festlegt.

Recht schwer wiegt schließlich, daß der Grundkonsens bei der Kernenergie verlorenging, nicht nur in Bezug auf konkrete Projekte nuklearer Zusammenarbeit sondern weit darüber hinaus: Der starke Widerstand gegen die Kernenergie in Deutschland hat zur Folge, daß unsere EG-Partnerländer kaum Neigung verspüren, die Europäische Gemeinschaft zum Diskussionsforum für Fragen der Reaktorsicherheit und des Strahlenschutzes zu machen, in der Befürchtung, daß die nach ihrer Auffassung überzogene deutsche Haltung auch bei ihnen sich durchsetzen wird. Symptomatisch war auch das vergleichsweise harte Vorgehen der französischen Sicherheitsbehörden gegen die im Juli 1977 in Creys-Malville protestierenden deutschen Kernenergiegegner.

Die divergierenden gesamt- und energiepolitischen Interessen der Mitgliedstaaten haben eine »gemeinsame Energiepolitik« bisher nicht zustande kommen lassen. In einer Resolution des Europäischen Parlaments vom 21. April 1971 konnte daher unwidersprochen erklärt werden: »Es gibt keine europäische Energiepolitik, das Parlament fragt sich, ob überhaupt ein Wille hierzu besteht.« Nur eine solche Energiepolitik wäre aber imstande, die wirksamen Aktionen häufig entgegenstehenden innergemeinschaftlichen Ländergrenzen zu überwinden.

(2) Die zunehmend bedrohte ausreichende, sichere, preiswerte und umweltfreundliche Versorgung des Gemeinsamen Marktes mit Energie veranlaßte die Staats- und Regierungschefs auf der *Gipfelkonferenz* am 19. und 20. Oktober 1972 in *Paris* zu der Erklärung, es sei nun aber erforderlich, in Kürze zu einer Energiepolitik zu gelangen, die unter zufriedenstellenden wirtschaftlichen Bedingungen eine sichere und dauerhafte Versorgung gewährleistet.

In Vollzug dieses Auftrags hat die Europäische Kommission am 19. April 1973 ein Memorandum ›Orientierungen und vordringliche Maßnahmen auf dem Gebiet der gemeinschaftlichen Energiepolitik‹ vorgelegt, in dem vor allem vorgeschlagen werden: eine verstärkte Zusammenarbeit der Gemeinschaft mit anderen Energieeinfuhrländern, insbesondere den Vereinigten Staaten und Japan, bessere Beziehungen zu den Ölförderländern, eine zweckmäßigere Organisation, d.h. Regelungen und Interventionsmechanismen für den gemeinsamen Mineralöl-

markt, ein verbindlicher Verhaltenskodex für Krisenzeiten[26], wie schließlich auch Maßnahmen zur Verbesserung des Umweltschutzes. Für die Steinkohle im besonderen wird empfohlen, die gemeinschaftlichen Beihilfen für Kokskohle fortzuführen und dafür zu sorgen, daß die Elektrizitätswirtschaft möglichst viel heimische Steinkohle einsetzt.

Der Ministerrat als das maßgebende Entscheidungsorgan der Gemeinschaft hat diese Vorschläge am 22. und 23. Mai 1973 beraten, ohne daß eine Einigung erzielt werden konnte. Insbesondere zeigte sich, daß die dirigistische Konzeption der französischen Regierung nicht mit der liberalen Konzeption der Regierungen der übrigen Mitgliedstaaten zu vereinbaren war.

(3) Auch die seit dem Herbst 1973 dramatisch verschlechterten Bedingungen der Versorgung der Verbraucher in den Mitgliedstaaten der Europäischen Gemeinschaft mit Mineralöl haben die Staats- und Regierungschefs auf der *Gipfelkonferenz* am 14. und 15. Dezember 1973 in *Kopenhagen* nicht bewegen können, sich als Antwort auf die Herausforderung der Ölförderländer zu einer gemeinsamen Energiepolitik durchzuringen. Diese durch das nicht vorhergesehene Auftreten der Vertreter der Ölförderländer aus dem Tritt geratene Konferenz hat sich vornehmlich darauf beschränkt, die Auswirkungen der veränderten Energieversorgungslage auf Produktion, Beschäftigung, Preise, Zahlungsbilanzen und Währungsreserven zu untersuchen, Maßnahmen zu fordern, die das ordnungsgemäße Funktionieren des gemeinsamen Energiemarktes sicherstellen, sowie – als Wichtigstes – ein Energieprogramm in Auftrag zu geben, das »eine Diversifizierung der Versorgung durch Entwicklung der vorhandenen Ressourcen, eine beschleunigte Erforschung neuer Energiequellen und die Schaffung neuer Produktionskapazitäten mit dem Ziel einer harmonischen Entwicklung bestehender Projekte« umfassen soll.

In Erfüllung des letztbezeichneten Auftrags hat die Brüsseler Kommission am 29. Mai 1974 eine *»neue Strategie«* verabschiedet, die die beherrschende Stellung des Erdöls, die erhebliche Abhängigkeit von Erdöleinfuhren und stark gestiegene Erdölpreise als bestimmende Fakten anerkennt. Diese Lage erfordere Aktionen, die im Ergebnis die Struktur der Energieversorgung der Europäischen Gemeinschaft mit dem Ziele einer Verringe-

[26] Erst am 21. Dezember 1976 einigte sich der Ministerrat der Europäischen Gemeinschaften über ein »Krisenmanagement«.

rung der Abhängigkeit vom Erdöl grundlegend verändern. Konkret müsse erreicht werden, daß der Gesamtverbrauch an Primärenergie im Jahr 1985 um wenigstens 20% unter der ursprünglichen Voraussage bleibe und daß der Rohölanteil von zuletzt 61% auf etwa 40% heruntergedrückt werde. Dieses Ziel könne durch systematische Energie-Einsparungsmaßnahmen und durch eine verstärkte Entwicklung anderer Primärenergien, insbesondere des Erdgases und der Kernenergie, verwirklicht werden. Der Europäische Ministerrat hat im zweiten Anlauf diese auch heute noch als energiepolitische Leitlinie geltende Strategie am 17. September und am 17. Dezember 1974 in ihren Grundzügen gebilligt und beschlossen, daß die gemeinsame Energiepolitik zum Ziel haben soll, die Abhängigkeit der Europäischen Gemeinschaft von Energieimporten aus Drittländern bis 1985 auf weniger als 50% – möglichst auf 40% – zu senken.

Die Europäische Kommission hat sich seitdem mit Eifer bemüht, die vom Ministerrat gebilligte »neue Strategie« durchzusetzen. Die auf mehreren Tagungen des Ministerrates erörterten Berichte der Kommission über den Stand der Verwirklichung dieser Ziele lassen aber erkennen, daß, verglichen mit den Vorgaben, die Erfolge vorerst noch bescheiden sind.

Auch sonst hat die Europäische Gemeinschaft mit ihrer Energiepolitik bislang wenig Glück gehabt. Insbesondere blieben zwei weitere Gemeinschaftsaktionen ohne deutlich erkennbaren Erfolg:

– die Bemühungen, der Gemeinschaftskohle einen größeren Platz in der Elektrizitätsversorgung der Gemeinschaft zu sichern und zugleich eine Beteiligung anderer Mitgliedstaaten an den deutschen Kokskohlesubventionen zu erreichen,
– die gemeinsame Politik zum Abbau der Raffinerieüberkapazitäten.

(4) Die Kopenhagener Gipfelkonferenz im Dezember 1973 hat aber zwei energiepolitisch wichtige Anstöße gegeben: Mit der Forderung, umfassende Vereinbarungen mit den Ölförderländern über eine Zusammenarbeit bei der wirtschaftlichen und industriellen Entwicklung dieser Länder, über Industrieinvestitionen und über die Sicherung der Öllieferungen zu angemessenen Preisen zu treffen, führte diese Konferenz zu dem Beschluß der Außenminister der Gemeinschaft vom 4. März 1974, einen *europäisch-arabischen Dialog* aufzunehmen mit dem Ziel, zwischen der Europäischen Gemeinschaft und diesen Ländern langfristige Kooperationsabkommen abzuschließen.

In der Tat erwies sich mehr und mehr, daß die abgeschlossenen oder beabsichtigten bilateralen Kooperationsabkommen zwischen Industrieländern und den inzwischen reich gewordenen Ölförderländern – nach dem Motto »Investitionen und know how gegen Erdöl« – die Leistungsfähigkeit einzelner Mitgliedstaaten der Gemeinschaft in bezug auf den Umfang des Engagements und in bezug auf die Palette der anzubietenden Lieferungen häufig übersteigen. Jedenfalls ist dies die Erkenntnis aus den Verhandlungen von Frankreich, von Italien und von Großbritannien mit Ländern wie dem Iran, Saudi-Arabien (hier auch Dreiecksgeschäfte mit Ägypten), Libyen oder Kuwait. Diese Verhandlungen zeigten, daß die Ölförderländer vornehmlich Großinvestitionen – Raffinerien, Kraftwerke, Werke der Petrochemie, Automobilfabriken u.ä. – wünschen. Kleinere Mitgliedstaaten, etwa die Niederlande oder Belgien, ganz zu schweigen von Dänemark und Irland, kamen dabei nicht zum Zuge. Nur die Bundesrepublik hatte und hat das Potential, diese Wünsche, auch auf sich allein gestellt, erfüllen zu können. Der sich aus alledem ergebende Zwang zur Zusammenarbeit zwischen den Mitgliedstaaten hätte der europäischen Integration einen neuen Impuls geben können.

Der zunächst vielversprechende Verhandlungsfluß ist entgegen den Erwartungen langsam versandet, d.h. er hat sich in bilaterale Fahrwässer zurückverlagert. Inwieweit die Änderung der Lage im Iran sich auf die bislang guten politischen und wirtschaftlichen Beziehungen zu anderen Ölländern auswirken wird, ist zunächst ungewiß. Unter diesem Aspekt wäre eine Reaktivierung des europäisch-arabischen Dialogs von vitalem Interesse für die Gemeinschaft[27].

2.2.2.4 Energiepolitik im Rahmen der OECD

(1) Von besonderer Bedeutung ist ein zweiter Anstoß der Kopenhagener Gipfelkonferenz. Sie hatte entschieden, die Europäische Gemeinschaft solle sich im Rahmen der OECD mit anderen Ölverbrauchsländern um eine Lösung gemeinsamer Energieprobleme bemühen. Diese Entscheidung führte zu einer Teilnahme der Gemeinschaft an der vom damaligen Präsidenten der Vereinigten Staaten R. Nixon einberufenen Konferenz der dreizehn Ölverbraucherländer vom 11. bis zum 13. Februar 1974 in Washington.

[27] Im Mai 1979 beschloß die Organisation der Arabischen Ölexportländer (OAPEC) die Gespräche mit der EG wiederaufzunehmen.

Auf dieser Konferenz erklärten sich zwölf Staaten – nicht aber Frankreich – bereit, in einer Gruppe zusammenzuarbeiten, die festlegen sollte: ein Aktionsprogramm für den Krisenfall, Regeln für eine langfristige Zusammenarbeit zwischen den Verbraucherländern, obligatorische Mindestölreserven, Energie-Einsparungsmaßnahmen und einen Kodex für die internationalen Ölgesellschaften, die »Multis«. Diese Arbeiten sind zügig vorangetrieben worden, vor allem nachdem sich seit dem französischen Regierungswechsel im Mai 1974 die Distanzierung dieses Landes vermindert hat und seitdem die Aufgaben der Zwölfer-Gruppe mit Wirkung vom 18. November 1974 auf die zu diesem Zweck bei der OECD konstituierte *Internationale Energie-Agentur* (IEA)[28] übergangen sind (Executive Director: Dr. U. Lantzke). Bis zum Herbst 1975 konnte eine Einigung über folgende Vorhaben erreicht werden:

- die Ausarbeitung eines »Internationalen Energieprogramms« (s. S. 184),
- die Schaffung eines Krisen-Managements (s. S. 184 und 247),
- den Grundsatz der Bereitstellung eines mit 25 Mrd US-$ dotierten Solidaritätsfonds (s. S. 185),
- erste Maßnahmen zur Verringerung der Ölimporte (s. S. 186).

(2) Gleichzeitig wurde man sich im März 1975 grundsätzlich einig, zur Absicherung der Entwicklung und des Ausbaus heimischer Energiequellen eine *Preisuntergrenze* für importiertes Rohöl einzuführen. Aber erst die Tagung des Europäischen Rates im Dezember 1975 in Rom konnte die französischen Bedenken gegen eine Preisuntergrenze für importiertes Rohöl ausräumen. Die Europäische Kommission hat dann am 17. Januar 1976 vorgeschlagen, diesen Preis auf 7 US-$/Barrel (B) fob Persischer Golf zu fixieren. Entgegen den Erwartungen ist über die Einführung dieses Mindestpreises auf der Ratstagung im Mai dann aber doch nicht entschieden worden. Nach mehrfachen vergeblichen Versuchen wurde dieses Vorhaben dann auch definitiv aufgegeben. Hier haben die Länder, die aus allgemeinpolitischen oder ordnungspolitischen Gründen gegen einen ohnehin schwer zu praktizierenden Mindestpreis sind, mit jenen Ländern erfolgreich koaliert, die mangels eigener Energieressourcen kein Schutzbedürfnis sehen und somit an möglichst

[28] vgl. dazu P. Roggen, Die Internationale Energie-Agentur, Schriften des Forschungsinstituts der Deutschen Gesellschaft für Auswärtige Politik e.V., Europa Union Verlag, Bonn, 1979.

niedrigen Ölpreisen interessiert sind. Bei einem Ölpreis von damals 11 $ fob Pers. Golf hätte dieser Preis seine Schutzfunktionen übrigens kaum erfüllen können, lagen doch schon damals die Förderkosten für deutsche Steinkohle mehr als doppelt so hoch wie der vorgesehene Mindestpreis. Heute betragen sie mehr als 250 DM/t SKE oder mehr als 21 $/B.

Ungeachtet der jüngsten durch die Irankrise ausgelösten Entwicklung der Ölpreise bleibt damit das doppelte Problem auf dem Tisch

- die Unsicherheit jedes Investitionsvorhabens für alternative Ressourcen (einschl. Erschließung von heimischen Öl- und Gasvorkommen mit ungleich höheren Gewinnungskosten);
- die Gefährdung energieintensiver Weiterverarbeitung durch Betriebe in Ölländern, die Öl zu günstigeren Bedingungen erhalten.

Andererseits ist man sich im Rahmen der IEA über einige *Energieforschungsprogramme* einig geworden. Gegenstände sind so heterogene Forschungsgebiete wie Abwärmenutzung, Wasserstoff-Technologie, Energiegewinnung aus Müll, Kohletechnologie, Reaktorsicherheit und Behandlung radioaktiver Abfälle.

2.2.2.5 Weltweite energiepolitische Auseinandersetzungen

(1) Die Reichweite der durch die Ölkrise ausgelösten energiepolitischen Auseinandersetzungen hat dazu geführt, daß die erforderlich gewordenen schwierigen Entscheidungsprozesse auf eine höhere politische Ebene gehoben und in den Zusammenhang der weltpolitischen Probleme, insbesondere der Auseinandersetzung zwischen den Industrie- und den Entwicklungsländern, integriert wurden. Mit den Methoden der Konfliktanalyse können die Versuche zur Lösung der durch die Ölkrise aufgeworfenen Probleme recht anschaulich dargestellt werden:

Die durch das Vorgehen der OPEC-Länder seinerzeit ausgelöste aktive Phase der internationalen Energiepolitik ist gekennzeichnet durch die konfliktträchtige Konfrontation dreier Machtgruppen:

- die in der OPEC zusammengeschlossenen *Ölförderländer,* die – bedacht auf die Erhaltung der Leistungsfähigkeit ihrer Abnehmerländer – eine Maximierung ihrer Gewinne erreichen wollen; alle anderen Ziele, wie Schonung der Ölvorräte oder Schaffung von Anreizen für die Entwicklung alternativer Ressourcen sind sekundär;

- die *Vereinigten Staaten,* die vornehmlich auf die Herausforderung der Ölförderländer antworten wollen und dabei bestrebt sind, die freie Welthandelsordnung gegen das Kartell der OPEC zu verteidigen; aus diesen Gründen fordern und unterstützen sie eine Solidarisierung aller Ölabnehmerländer;
- die *europäischen Länder* (wie auch Japan), die wegen ihrer Importabhängigkeit in einer weit schwächeren Ausgangslage sind als die USA, und daher ein Arrangement mit den Ölförderländern suchen in der Erkenntnis, daß eine harte Auseinandersetzung mit der OPEC für sie katastrophale Folgen haben würde; die Politik der europäischen Länder wird dabei entscheidend mitbestimmt und mehr oder weniger wirkungsvoll auf ein gemeinsames Ziel ausgerichtet durch die Zugehörigkeit der wichtigsten Länder zur Europäischen Gemeinschaft; wegen der dabei ausgetragenen Interessenkonflikte war diese damals stärksten Belastungen ausgesetzt.

(2) Diese Ausgangspositionen haben die Ereignisse seit dem Herbst 1973 weitgehend bestimmt:

In der *ersten Phase* – Herbst 1973 bis Herbst 1974 – drangen die USA auf unilaterale Maßnahmen der Abnehmerländer mit dem Ziel, die OPEC zu Preissenkungen zu zwingen: auf nationaler Ebene durch das Project Independence, das bis zum Anfang der 80er Jahre zu einer ausgeglichenen Energiebilanz führen sollte (das wurde wenig später nicht mehr erwartet), und andererseits im Rahmen der Internationalen Energie-Agentur durch die Verabschiedung des »Internationalen Energieprogramms«, das in Notfällen (ein Lieferausfall von mehr als 7%) eine automatische Solidaritätsaktion zur Sicherung der Ölversorgung auslöst – die USA sagten zu, ihre nationalen Ressourcen für ein erforderliches »Sharing« zur Verfügung zu stellen. Auch das Programm für eine langfristige Zusammenarbeit bei der Entwicklung neuer Energiequellen und neuer Methoden zur Energieeinsparung gehört in den Rahmen der von den USA geforderten unilateralen Maßnahmen.

In der gleichen Zeit sprachen sich die europäischen Länder für kooperative Aktionen aus, insbesondere für Maßnahmen zur Sicherung des Recyclings der Petrodollars im Rahmen einer Regelung der Zahlungsbilanzprobleme (das setzte eine Anerkennung der OPEC-Preise voraus, die die USA gerade vermeiden wollten) und – als Wichtigstes – für einen »Dialog« mit den Ölförderländern.

Wegen der divergierenden Aktionsrichtungen ist die erste

Phase ohne praktisches Ergebnis geblieben. Die Teilnehmer an den Auseinandersetzungen haben in der *zweiten Phase* ihre Strategien daher adaptiert:

Die USA entschieden sich für die von H. Kissinger am 14. November 1974 verkündete »Chicago-Strategie«: Vorschlag für die Schaffung eines Fonds von 25 Mrd Dollar, verbunden mit einem obligatorischen kurzfristigen Sparprogramm, Zustimmung zu dem von der Europäischen Gemeinschaft geforderten Dialog mit den Ölförderländern (Martinique am 15. Dezember 1974) und Forderung der Einführung eines Mindesteinfuhrpreises für Rohöl.

Europa antwortete mit dem dann auch realisierten Vorschlag vom Januar 1975 für eine Aufstockung der Ölfacilitäten des Internationalen Währungsfonds (IWF) auf 6 bis 12 Mrd Dollar und eine Erhöhung der Quoten der Mitgliedsländer dieses Fonds um 30 bis 35%. Dies geschah, weil befürchtet wurde, daß der von H. Kissinger vorgeschlagene Financial Support Fund von 25 Mrd Dollar die europäische Wirtschaftspolitik zu weitgehend unter amerikanische Kontrolle bringen würde. Der Kissinger-Fonds wurde damit zu einem nur in Ausnahmefällen zu benutzenden Instrument. Zugleich rang sich die Europäische Gemeinschaft mit der bereits zitierten Ratsentscheidung vom 17. Dezember 1974 dazu durch, die von der Brüsseler Kommission vorgeschlagene »neue Strategie« (insbesondere das Energiesparprogramm und die verstärkte Entwicklung heimischer Ressourcen und der Kernenergie) schrittweise zu verwirklichen.

Die OPEC schließlich antwortete auf die entgegenkommende Haltung der Ölabnehmerländer mit einer aus ihrer Sicht im ganzen zurückhaltenden Preispolitik, die auch durch die weltweite Rezession und wegen der zunehmenden Spannungen zwischen den Mitgliedsländern geboten war. Andererseits akzeptierte sie den Dialog zwischen den Ölförder- und Ölverbraucherländern nur unter der Bedingung einer Einbeziehung der Rohstoff- und Währungsprobleme, d.h. der Teilnahme auch der ölarmen Entwicklungsländer. Der Dialog erhielt damit die Dimension einer Nord-Süd-Auseinandersetzung, die sich auch mit der konkreten Verwirklichung der von der Siebenten UNO-Vollversammlung im September 1975 beschlossenen Neuen Internationalen Wirtschaftsordnung befaßte. Damit wurde das Thema Energie Zentralthema des weltweiten Dialogs zwischen den westlichen Industrieländern und den Entwick-

lungsländern. Auch wenn dieser, offiziell als *Konferenz über internationale wirtschaftliche Zusammenarbeit (KIWZ)* bezeichnete Nord-Süd-Dialog ohne greifbare Ergebnisse blieb, so begründete er doch die fortdauernde Solidarität zwischen den Ölländern und den übrigen Entwicklungsländern, die in der Folgezeit zu zunehmender Isolierung der westlichen Industrieländer bei wirtschaftspolitischen Auseinandersetzungen führte.

2.2.2.6 Bilanz der internationalen Energiepolitik

(1) Als Antwort auf die Herausforderung der Ölförderländer riefen die westlichen Industrieländer die Internationale Energie-Agentur (IEA) ins Leben mit dem Auftrag, ihre Energiepolitik zu koordinieren. Ungeachtet der Weigerung Frankreichs, der Agentur beizutreten, ist diese Koordinierung in begrenztem Maße gelungen. Als besonderer Erfolg kann dabei die Einrichtung des sog. Krisenmanagements gewertet werden.

Beachtlich ist auch, was erreicht wurde durch einen Austausch von Informationen über nationale Energieforschungsprogramme, Koordinierung dieser Programme und Einleitung von Kooperationen bei der Verwirklichung ausgewählter Projekte. Schwerpunkte sind hierbei die folgenden Objekte: Einsparung von Energie, Kohletechnologien, ausgewählte Projekte der Kernenergie, Entwicklung neuer Energien (Sonne, Erdwärme, Wind, Wellen und auch Biomasse), thermonukleare Fusion und Wasserstofferzeugung.

(2) Wenn man den Erfolg der gemeinsamen energiepolitischen Bemühungen der westlichen Industrieländer allerdings daran mißt, in wieweit das Hauptziel der Energiepolitik, die Abhängigkeit von Öleinfuhren zu mindern, verwirklicht wurde, so kann bislang nur eine negative Bilanz gezogen werden. Jedenfalls gilt dies bis 1980. In welchem Maße politische und letztlich auch sozialpsychologische Erwartungen für das Ausmaß der zukünftigen Einfuhrabhängigkeit bestimmend sind, zeigt sich besonders deutlich an den mehrfach geänderten Voraussagen für den Bereich der OECD. Offenbar hat die Hoffnung getrogen, der Schock der Ölkrise werde alsbald zur massiven Substitution von Importöl durch andere Energien und zu einer wesentlich rationelleren Energieverwendung führen.

Die erste der übereinstimmend für das Jahr 1985 gemachten Voraussagen datiert aus der Zeit vor der Ölkrise, nämlich von Mitte 1972. Damals erwartete man für 1985 eine Nettoeinfuhr in die OECD-Länder von 2,5 Mrd t. Die zweite Voraussage

erfolgte Mitte 1974 unter dem unmittelbaren Eindruck der Ölkrise und in der Erwartung, daß die Regierungen und die Verbraucher auf die Herausforderung der Ölförderländer angemessen reagieren werden. Damals glaubte man, 1985 werden nicht 2,5, sondern nur 1,0 Mrd t eingeführt werden. Angesichts dieser Erwartung ist eine spätere Voraussage, die von der OECD zur Jahreswende 1976/77 erstellte Untersuchung World Energy Outlook, bestürzend und alarmierend. Nun wurde nämlich erwartet, daß 1985 1,75 Mrd t eingeführt werden, was angesichts des für dieses Jahr in Auswirkung der letzten Rezession geringeren Gesamtenergieverbrauchs aller OECD-Länder zu fast dem doppelten prozentualen Anteil der Ölimporte am Gesamtenergieverbrauch 1985 führte, wie vor der Ölkrise erwartet wurde, nämlich rund 33,5%. Diese Voraussage mußte nach unten revidiert werden. Nach Feststellungen der IEA aus dem Jahre 1978, die auf einer Summierung der Länderprognosen in den Jahren 1977 und 1978 beruhen, wurde damals nur noch mit einer Einfuhr in 1985 von 1,6 Mrd t gerechnet, zugleich aber erwartet, daß der Primärenergieverbrauch im gleichen Jahre nur noch 7 Mrd t SKE betragen wird, so daß die Abhängigkeit der OECD-Länder von Ölimporten, ganz überwiegend aus OPEC-Ländern, 32,7% erreichen würde. In der Folge der Ereignisse auf den Ölmärkten in den Jahren 1979 und 1980 mußte auch diese Prognose zurückgenommen werden. Gemäß dem Beschluß der Ministertagung der IEA am 22. Mai 1980 rechnet man für 1985 mit einem Primärenenergieverbrauch von nur noch 6,4 Mrd t SKE und Netto-Ölimporten von zunächst 1,5 möglicherweise aber nur 1,3 Mrd t. (Zahlenangaben stets – z. T. hochgerechnet – für die gesamte OECD einschl. Frankreich, nicht nur für die Länder, die der IEA beigetreten sind). Vgl. Übersicht 51; wie auch sonst in diesem Buch sind die Mengen in Steinkohleneinheiten ausgedrückt: 1 t SKE = 0,7 t Öl.

Die in der Folge des Umsturzes im Iran von der IEA unternommenen Bemühungen, den Ölverbrauch und die Ölimporte zu vermindern, werden in dem Kapitel Ölwirtschaft/Ölpolitik (S. 216 ff.) dargestellt.

Die die Ölkrise auslösende Erhöhung der Rohölpreise ab September 1973 hat somit weltweit zu einer Unterbrechung des Wirtschaftswachstums geführt, (OECD 1973–1979 2,4%/a) jedenfalls bis Ende 1979, aber keineswegs die Erwartung bestätigt, daß weltweit erhebliche Mengen an Energie eingespart werden und eine fühlbare Verringerung der Abhängigkeit der

Übersicht 51: Gegenüberstellung von Projektionen energiewirtschaftlicher Kenndaten für die Gesamtheit der OECD-Länder.

	Versorgungslage 1972	1974	1976	1978	Vorausschätzungen für 1985 vor der Ölkrise (1972)[a]	Energy Prospects (1974)[b]	Energy Outlook (1977)[c]	Länder Prognose (1978)[f]	jüngste Prognose (1980)[g]
	in Mio t Steinkohleeinheiten								
Primärenergie-Verbrauch ...	4917	4957	5054	5280	9003	8004	7454	7000	6400
Ölimporte (netto)	1749	1751	1778[e]	1840	3574	1430	2500[d]	2286	2000[h]
dsgl. in t Öl ..	1224	1226	1245	1288	2500	1000	1750	1600	1400[h]
	in Prozent des Primärenergieverbrauchs								
Ölimporte (netto)	34,4	36,5	35,2	34,8	39,7	18,0	33,5[d]	32,7	31,2
	Schätzung vor der Ölkrise = 100								
Primärenergie-Verbrauch ..	–	–	–	–	100	89	83	78	71
Ölimporte (netto)	–	–	–	–	100	40	70[d]	64	56

Anmerkungen s. nächste Seite

westlichen Industrieländer von Ölimporten eintritt. Es deutet aber vieles darauf hin, daß der Umsturz im Iran 1978/79 und die in dessen Folge stark erhöhten Ölpreise den nach der Ölkrise im Herbst 1973 ausgebliebenen heilsamen Schock ausgelöst haben.

2.2.2.7 Einige Bemerkungen zur Energiepolitik der USA

(1) Zur Ernüchterung hat auch beigetragen, daß der letzte Präsident Carter mit seinem Energiesparprogramm nicht den erwarteten Erfolg gehabt hat. Der Autor hatte gehofft, nach dem Scheitern des Projekts »Independence« der Präsidenten Nixon und Ford werde ein freundlicherer Kongreß mit demokratischer Mehrheit Carter zu einer Annahme seines Energieprogramms verhelfen. Dieser »National Energy Plan« hat – richtiger wohl: hatte – drei überzeugend herausgestellte Ziele:

- auf kurze Sicht die Abhängigkeit von Einfuhröl zu vermindern;
- auf mittlere Sicht der erwarteten Verringerung des Ölangebots zu begegnen;
- auf lange Sicht neue Energien zu entwickeln.

Heute bleibt zunächst nichts anderes übrig, als nüchtern festzustellen, daß Carters Bemühungen ohne greifbaren Erfolg blieben, für die USA durch Energiesparen und Entwicklung heimischer Ressourcen die Abhängigkeit von Einfuhröl nachhaltig zu verringern.[30]

[30] Eine umfassende Analyse der amerikanischen Energiepolitik würde den Rahmen dieses Buches sprengen. Hier sei verwiesen auf den vom Autor gemeinsam mit W. Wiese verfaßten Aufsatz »Neuansätze in der internationalen Ölpolitik – Durchbruch oder wiederholte Ineffizienz?«Energiewirtschaftliche Tagesfragen Nr. 12/79, der sich mit diesen Fragen eingehend auseinandersetzt.

---

[a] 3 Dollar-case der Energy Prospects to 1985.

[b] 9 Dollar-case der Energy Prospects to 1985.

[c] Status quo case (Reference case): real unveränderter Rohölpreis (fob: 11,50 Dollar/B) und unveränderte Energiepolitik.

[d] Unter Berücksichtigung der seit Abschluß der Enquête (Ende 1976) registrierten Verzögerungen sowohl im Ausbau der Ölförderung in den USA und in Westeuropa als auch im Ausbau der Kernenergieleistung insgesamt sogar rund 2860 Mio t SKE oder rund 40% des Primärenergieverbrauchs; dies entspricht rund 80% der Schätzung vor der Ölkrise.

[e] 1977: 1826 Mio t SKE.

[f] Länderprognosen 1978; von der IEA aufbereitet.

[g] IEA, Energy Policies and Programmes of IEA Countries, 1979 Review.

[h] IEA 1979 Review; die IEA Ministertagung am 22. 5. 80 reduzierte die ursprüngliche Zielmenge von 1,5 Mrd t Öl (2,14 Mrd t SKE) um 15%, d.h. 1,3 Mrd t Öl (1,86 Mrd t SKE).

Quelle: OECD/IEA u.a.

Der Kongreß ist den Vorschlägen der Administration, wenn überhaupt, so nur halbherzig gefolgt. Er hat sich insbesondere geweigert, die Preise für das in den Staaten geförderte Rohöl und Erdgas unverzüglich freizugeben oder an die Weltmarktpreise anzugleichen – mit der energiepolitisch überaus nachteiligen Folge unzureichender Anstrengungen zur Erweiterung der eigenen Energiebasis. Ein nicht unwesentliches Hemmnis war dabei das Zurückschrecken vor der unausweichlichen Entscheidung über die Frage, was mit den »Windfall Profits« (den Gewinnen der betroffenen Gesellschaften aus der Erhöhung der Preise für die vorhandenen Vorräte) geschehen solle; Deshalb war es nicht mehr möglich, das US-Produktionsniveau von 8,6 Mio B/d (430 Mio t/a) zu halten. Ursprünglich hatte man gehofft, daß die Tagesproduktion sich auf 9 bis 9,3 B bis 1985 steigern ließe. Vor allem wegen des Widerstandes der Umweltschützer konnte auch die heimische Steinkohlenförderung nicht ausgebaut werden. Last but not least führte Harrisburg zu einem ernsten Rückschlag in der amerikanischen Kernenergieentwicklung.

Die unbefriedigende Lage der Energieversorgung der Vereinigten Staaten zeigen die folgenden Zahlen (Anteile am Primärverbrauch 1978: Erdöl 48,2%, Erdgas 25,7%, Kohle 18,6%, Wasserkraft 4,3% und Kernenergie 3,7%):

	1976	1977	1978	1979
Gesamtenergieverbrauch in Mio t SKE	2502	2565	2653	2682
dsgl. 1976 = 100	100	102,5	106	107,2
Netto-Einfuhranteil in v. H.	16,2	19,9	21,8	18,3

(2) Es ist noch nicht zu erkennen, in welchem Maße die mit dem Umschwung im Iran eingeleitete Verknappung und Verteuerung des Angebots von Öl auf dem Weltmarkt die notwendigen psychologischen Voraussetzungen geschaffen hat für die unerläßliche Änderung der Haltung der amerikanischen Bürger zum Verbrauch von Energie, insbesondere der weit verbreiteten Neigung, die Wohnungen im Winter zu überheizen und im Sommer zu unterkühlen. G. Keiser meinte 1979, Carter gelinge es möglicherweise mit seinem Aufruf zur »Weatherisation« der Eigenheime den sportlich-technischen Sinn seiner Landsleute zu mobilisieren.[31].

[31] G. Keiser, Die Energiekrise und die Strategien der Energiesicherung, München, 1979.

Die Autoschlangen vor den Tankstellen, zuerst in Kalifornien, haben ohne Zweifel einen Schock ausgelöst, der übrigens ungleich größer war als der Schock nach dem Unfall von Harrisburg. Damit dürften sich auch die Aussichten verbessert haben für den Erfolg einer der wichtigsten Energiesparaktionen, nämlich der Bemühungen, den Benzinverbrauch zu senken. Um dieses Ziel zu erreichen, wurden die Automobilhersteller verpflichtet, durch eine Umstellung ihrer Fabrikationsprogramme auf kleinere oder sparsamere Fahrzeuge den durchschnittlichen Verbrauch aller hergestellten Kraftfahrzeuge unter eine festgelegte Obergrenze herabzudrücken, eine Obergrenze übrigens, die nach europäischen Maßstäben recht hoch liegt. Durch diese und weitere ergänzende Maßnahmen wird den Bürgern der Vereinigten Staaten eine grundlegende Änderung ihrer Lebensgewohnheiten abverlangt, »denn für den Amerikaner ist die freie Beweglichkeit mit geräumigen Autos über große Strekken geradezu ein Grundrecht auf ein Glück, das ihm die Verfassung zusichert.« (G. Keiser) Übrigens haben die Maßnahmen Carters zur Umstellung der Kraftfahrzeugtypen auch zu der Krise der amerikanischen Automobilindustrie beigetragen und den finanziellen Zusammenbruch eines der drei großen Unternehmen in Detroit mitverursacht – eine Konsequenz, die Reagan bei seinem Kampf um die Stimmen der Automobilarbeiter, und damit der Arbeiter überhaupt deutlich zugute kam.

(3) Als Ergebnis muß – zunächst jedenfalls noch – resignierend festgestellt werden: die weltweite Nachfrage nach Erdöl erfährt durch die Vereinigten Staaten keineswegs die erforderliche starke Entlastung[32]. Nun muß abgewartet werden, ob es

[32] Auf dem Weltwirtschaftsgipfel im Juli 1978 in Bonn kündigte der Präsident der Vereinigten Staaten mit besonderem Nachdruck an, daß er in dem Bemühen, Öl zu sparen, nicht nachlassen werde. Ziffer 7 der Erklärung der Staats- und Regierungschefs vom 17. Juli 1978 lautet: »In Anerkenntnis ihrer besonderen Verantwortung im Energiebereich werden die Vereinigten Staaten ihre Abhängigkeit von eingeführtem Öl verringern. Sie werden bis Jahresende ein umfassendes politisches Instrument entwickeln, mit dessen Hilfe diese Anstrengungen energisch vorangetrieben werden können. Bis Jahresende werden Maßnahmen durchgeführt, die bis 1985 zu Einsparungen bei der Öleinfuhr in Höhe von rd. 2,5 Millionen Barrel pro Tag führen werden. Zur Erreichung dieser Ziele werden die Vereinigten Staaten eine strategische Ölreserve von 1 Milliarde Barrel anlegen; sie werden ihre Kohleproduktion um zwei Drittel erhöhen; sie werden den Anstieg der Energienachfrage im Verhältnis zum Anstieg des Bruttosozialprodukts auf 0,8 Prozent oder weniger begrenzen; ihr Ölverbrauch wird langsamer als ihr Energieverbrauch steigen. 1978 und 1979 soll weniger Öl als 1977 eingeführt werden. Um übermäßigem Ölverbrauch entgegenzuwirken und die ver-

dem neuen seit Anfang 1981 amtierenden Präsidenten Reagan mit seiner energiepolitischen Leitlinie, nicht so sehr die Energienachfrage zu verringern als vielmehr das heimische Energieangebot zu verstärken, gelingen wird, die US-Ölimporte nachhaltig zu reduzieren. Reagan hatte im Wahlkampf angekündigt, er werde das 1977 von seinem Vorgänger geschaffene Department of Energy (DOE) auflösen oder jedenfalls dessen Personal und Kompetenzen erheblich reduzieren und damit zu weniger Regulationen und mehr unternehmerischen Initiativen gelangen. Die noch bestehenden Ölpreiskontrollen wurden Ende Januar 1981 vorzeitig aufgehoben.

Unter dem Aspekt der Entwicklung und des Einsatzes der Kernenergie sind insbesondere drei Bereiche der Energiepolitik von Bedeutung: die Kohlepolitik, die Erdölpolitik und die später – im Abschnitt 2.3 und vor allem im Kapitel 3 – behandelte Elektrizitäts- und Nuklearpolitik.

2.2.3 Kohlewirtschaft/Kohlepolitik

2.2.3.1 Entwicklung des deutschen Steinkohlenbergbaus

(1) Die deutsche Steinkohlenförderung, die 1956 mit 151,4 Mio t verwertbarer Förderung ihren Nachkriegshöchststand erreichte und 1958, dem ersten Jahr des Gemeinsamen Marktes, noch 148,8 Mio t ausmachte, ist seitdem in mehreren durch Krisen gekennzeichneten Intervallen zurückgegangen, 1978 wurden 83,5 Mio t gefördert. Zwischen 1958 und 1978 entspricht das einer Jahresminderungsrate von 2,7%. Die übrigen kohleproduzierenden Länder der Europäischen Gemeinschaft nahmen ihre Förderung in dieser Zeit noch stärker zurück: Großbritannien um 3,1%/a, Frankreich um 5,1%/a, Belgien um 6,8%/a. Der niederländische Steinkohlenbergbau wurde vollständig eingestellt. Die Steinkohlenreviere der Gemeinschaft förderten 1978 noch insgesamt 238 Mio t Steinkohle.

Diese rückläufige Entwicklung nahm 1979 ein Ende. In Deutschland lag in diesem Jahr die Förderung um 3,5% über dem Vorjahr *(vgl. Kasten)*. In den übrigen Ländern der Gemeinschaft ging die Förderung aber weiter zurück: in Großbri-

stärkte Nutzung von Kohle zu fördern, sind die Vereinigten Staaten nach wie vor entschlossen, den Preis für Öl in den Vereinigten Staaten bis Ende 1980 auf das Weltmarktniveau anzuheben«. (1 Mio. Barrel pro Tag entspricht 50 Mio. t Öl p.a.).

Inzwischen liegen auch für das *Jahr 1979* die zum Teil noch vorläufigen statistischen Daten der Kohlenwirtschaft vor (in Klammern die Änderungsraten gegenüber dem Vorjahr):

		Deutschland (BR)		Europäische Gemeinschaft	
Förderung	Mio t	93,3	(+ 3,5%)	238,7	(+ 0,2%)
Inlandsabsatz	Mio t	86,6	(+ 5 %)	304,6	(+ 6 %)
davon an Kraftwerke	Mio t	39,1	(+ 5 %)	166,3	(+ 8 %)
davon an Kokereien	Mio t	34,1	(+ 4 %)	87,7	(+ 6 %)
davon an Industrie	Mio t	7,6	(+ 3 %)	22,1	(+ 2 %)
davon an Haushalte	Mio t	1,4	(+ 9 %)	19,5	(+ 1 %)
Importe	Mio t	6,8	(+19,1%)	58,9*	(+32,0%)
Exporte	Mio t	15,3	(+15,8%)	1,8*	(−39,0%)
Zechenbestände (Jahresende)	Mio t	12,2	(−11,5%)	26,5	(−17,4%)
Arbeiter unter Tage	1000	104,2	(− 3,4%)	327,6	(− 3,2%)
Schichtleistung unter Tage	kg	4145	(− 0,2%)	3544	(− 0,4%)
Weltsteinkohlenförderung		2770 Mio t (+5,2%)			

1980 wurden in der Bundesrepublik 94,5 Mio t (t = t) entsprechend 86,4 Mio t v.F. (+1,2%) und in der Europäischen Gemeinschaft insgesamt 324,2 Mio t (+3,5%) gefördert. Die Fördersteigerung wurde vor allem in Großbritannien (+6,2%) erreicht.

Anmerkung: Alle Angaben dieser Aufstellung in der Rechnung Tonne = Tonne (t=t) und nicht in der Rechnung »Tonne verwertbare Förderung« (t v.F.); 1979 galt 1 t (t=t) = 0,92 t v.F.; 1 t v.F. = 1,087 t (t=t)

* nur aus oder in Drittländer

tannien um 0,9%, in Frankreich um 5,5% und in Belgien um 7,1%. Die Verknappung und Verteuerung des Öls wird sicherlich auch in Zukunft Ansporne für eine Erhöhung der heimischen Förderung geben, doch werden die Kapazitätsgrenzen bald erreicht sein.

Die deutsche Steinkohleförderung ging in einer Zeit zurück, in der sich die Weltsteinkohlenförderung von 1735 Mio t in 1958 auf 2632 Mio t in 1978, d.i. im Jahresdurchschnitt um 2,1%/a, erhöhte. Die Bundesrepublik Deutschland ist damit in ihrem Anteil an der Weltförderung (vgl. Übersicht 52) von 8,6% in 1958 auf 3,4% in 1978 zurückgefallen. Der Anteil der Länder, die gegenwärtig zur Europäischen Gemeinschaft gehören, sank von 26,8% auf 9% in 1978 und 8,6% in 1979.

Übersicht 52: Weltsteinkohlenförderung 1978. Rechnung Tonne = Tonne.

Land/Region	Mio t	%
Deutschland (BR)	90,1	3,4
Frankreich	19,7	0,7
Belgien	6,6	0,3
Großbritannien	121,7	4,6
Europäische Gemeinschaft	238,1	9,0
Spanien	12,0	0,5
Polen	192,6	7,3
Tschechoslowakei	28,3	1,1
andere europäische Länder	11,8	0,4
Europa ohne Sowjetunion	482,8	18,3
Sowjetunion	557,5	21,2
Indien	101,5	3,9
Südafrika	90,7	3,4
Australien	83,7	3,2
Nordamerika, vornehmlich USA	599,8[b]	22,8
übrige Länder[a]	716,2	27,2
insgesamt	2632,2[b]	100

[a] einschließlich der Förderung der VR China (ca 600 Mio t = 22,8%). Nach einer ersten *amtlichen* Information wurden 1978 in der VR China 618 Mio t gefördert.

[b] 1979 erreichte die Weltförderung 2773 Mio t (vorläufige Angabe), das entspricht einem Zuwachs von 5,2%. Der wesentliche Teil, nämlich ²/₃ der Mehrmenge wurde in den USA gefördert: 1979 667 Mio t oder 16,2% mehr als im Vorjahr. Nach vorläufigen Angaben wurden 1980 weltweit 45 Mio t (1,6%) mehr, nämlich 2818 Mio t gefördert.

(2) Der *Steinkohlenbergbau* der Bundesrepublik Deutschland hat in den letzten eineinhalb Jahrzehnten nicht nur seine Förderung zurücknehmen müssen, sondern zugleich seine Belegschaft erheblich vermindert und seine Produktivität signifikant gesteigert (vgl. im einzelnen Übersicht 53 und 54). Zwischen 1958 und 1978 verringerte sich die Zahl der Arbeiter unter Tage von 381700 um 6,5%/a auf 100500. Von den zuletzt unter Tage Beschäftigten waren etwa 22% Ausländer, vornehmlich Tür-

Übersicht 53: Entwicklung einiger Kenndaten für den Steinkohlenbergbau der Bundesrepublik Deutschland zwischen 1958 und 1975 (Änderungsraten in %/a)

	Förderung	Beschäftigte insgesamt	Schichtleistung der bergmännischen Belegschaft	Gesamteinkommen je vergütete Schicht
1958–59	− 4,8	− 6,9	+12,7	+ 2,8
1959–60	+ 0,4	− 9,4	+12,2	+ 4,2
1960–61	+ 0,3	− 5,6	+ 7,6	+ 8,1
1961–62	− 1,1	− 6,3	+ 7,0	+ 8,5
1962–63	+ 0,7	− 5,6	+ 6,7	+ 6,6
1963–64	+ 0,1	− 3,7	+ 3,9	+ 5,2
1964–65	− 5,0	− 4,4	+ 3,6	+11,0
1965–66	− 6,8	− 8,7	+ 7,9	+ 3,3
1966–67	−11,1	−13,9	+11,4	+ 3,7
1967–68	± 0	−10,7	+ 9,1	+ 4,4
1968–69	− 0,3	− 5,3	+ 4,3	+ 9,2
1969–70	− 0,3	− 3,1	+ 3,0	+17,3
1970–71	− 0,4	− 0,8	+ 5,2	+ 8,9
1971–72	− 7,5	− 7,3	+ 5,0	+ 7,0
1972–73	− 6,1	− 8,4	+ 1,1	+10,3
1973–74	− 2,1	− 0,3	− 8,9	+15,6
1974–75	− 2,6	+ 6,0	− 3,0	+ 8,6
1975–76	− 3,3	− 2,9	+ 1,9	+ 4,5
1976–77	− 5,3	− 2,3	+ 0,2	+ 5,0
1977–78	− 1,2	− 2,6	+ 3,0	+ 2,7
1978–79	+ 3,5	− 2,5	+ 2,1	+ 6,3
1979–80	+ 0,9	+ 0,7	+ 1,2	+11,5
1958–80	− 2,4	− 5,2	+ 4,6	+ 7,4
1980 (58 = 100)	58,1	30,7	271,6	476,4

Übersicht 54: Entwicklung des Steinkohlenbergbaus der Bundesrepublik Deutschland

	1950	1955	1960	1965	1970	1972	1974	1975	1976	1977	1978[l]	Änderung in %[a] 50–60	60–70	70–78
Förderung in Mio t (t v.F.)[a]	125,7	147,9	142,3	135,1	111,3	102,5	94,9	92,4	89,3	84,5	83,5	+1,2	−2,5	−3,5
Absatz in Mio t	–	134	118	106	112	94	106	81	84	80,1	90	–	−0,5	−2,7
Halden am Jahresende	0,1	0,2	11,2	15,4	3,8[h]	17,7[h]	4,0	15,8[h]	22,4[k]	29,4[h]	24,9[k]	–	–	–
dgl. in % des Jahresabsatzes	–	0,1	9,5	14,5	3,4	17,3	4,2	17,1	25,1	34,8	29,8	–	–	–
Beschäftigte insg. in 1000[m]	537	587	505	388	253[b]	221	205	202	196	192	184	−0,6	−6,8	−3,9
davon Arbeiter unter Tage in 1000[m]	344	368	308	225	138[b]	119	110	108	104	102	99	−1,2	−7,7	−4,1
dgl. in % der Beschäftigten	64,1	62,7	61,0	58,0	54,5	53,8	53,7	53,5	53,1	53,1	53,7	–	–	–
Schichtleistung insg. in kg[c]	1063	1164	1608	2130	3001	3308	3275	3177	3238	3246	3343	+4,2	+6,4	+1,4
Schichtleistung unter Tage in kg	1401	1544	2063	2705	3755	4015	3937	3800	3861	3850	3951	+4,0	+6,2	+0,6

Fördernde Zechen (Jahresende)	–	175[e]	146	107	69	59	47	46	43	43	42	–	−7,2	−6,0
Lohnsummen in Mrd DM	–	–	2,93	3,26	3,06	3,11	3,79	4,18	4,17	4,22	4,22	–	+0,4	+4,1
Einkommen eines Vollhauers je Schicht in DM	–	–	34,68[f]	45,78	63,95	76,36	96,01	103,74	108,36	113,65	117,27	–	+6,3	+7,9
Index der Steinkohlenpreise[d]	–	–	98,3	109,2	121,9	140,7	182,9	230,3	250,0	250,0	270,2	–	+2,2	+10,8[i]
Index der Grundstoffpreise[dg]	–	–	100,4	105,9	104,3	107,3	143,4	142,3	149,5	153,2	153,5	–	+0,4	+5,6[i]

[a] höchste Förderung 1956: 151,4 Mio t; [b] geringfügige Änderung des Erhebungskreises ab Januar 1970 durch die Neuordnung des Ruhrbergbaus; [c] gesamte Belegschaft der bergbaulichen Betriebe; [d] 1962 = 100, ab 1968 ohne Umsatz(Mehrwert-)Steuer; [e] 1957; [f] 1961. [g] inländische Grundstoffe industrieller Herkunft. [h] einschl. Notgemeinschaft Deutscher Kohlenbergbau; [i] 1970 bis 1976; [k] davon 4,3 Mio t Kohle und 10,5 Mio t Koks und 10,0 Mio t »Notgemeinschaft«.

[l] *1979 und 1980:* Förderung 85,8 und 86,6 Mio t v.F.; Absatz 98 und 89 Mio t v.F.; Halden am Jahresende 17,0 und 17,4 Mio t v.F.; Beschäftigte 182000 und 187000, davon 97000 und 100000 Arbeiter unter Tage; Schichtleistung insges. 3414 und 3363 kg, unter Tage 4024 und 3948 kg. Einkommen eines Hauers je Schicht 123 und 140 DM.

[m] zum Jahresende.

Quelle: Veröffentlichungen der Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. Essen

ken, die zu rund 80% seit bereits mehr als drei Jahren im deutschen Bergbau tätig sind.

In der gleichen Zeit – zwischen 1958 und 1978 – stieg die verwertbare Menge an Steinkohle je unter Tage verfahrene Schicht – die Schichtleistung unter Tage – von 1642 kg auf 4145 kg, also um 4,5%/a. Damit konnte der deutsche Steinkohlenbergbau seine Produktivität in den vergangenen zwei Jahrzehnten sogar geringfügig stärker erhöhen als in ihrem Durchschnitt die gesamte deutsche Industrie: 4,3%/a. Die *Rationalisierung* des Abbaus nähert sich nun aber einer Grenze, denn 1974 waren bereits 96,4% der Gewinnung vollmechanisiert. Verblieben sind aber die Möglichkeiten der negativen Rationalisierung durch Schließung von unrentablen Zechen oder Abbaubetriebspunkten.

Das Gesamteinkommen je vergütete Schicht der Unter- und Übertagearbeiter im deutschen Steinkohlenbergbau erhöhte sich zwischen 1958 und 1980 auf das 4,7-fache, nämlich auf 117,– DM. In der gleichen Zeit stieg die Schichtleistung für die Gesamtheit der bergbaulichen Betriebe auf das 2,7-fache, nämlich auf 3455 kg.

Übersicht 53 gibt die Entwicklung seit 1958 im einzelnen wieder. Eingesetzt sind nur Kennzahlen, die den gesamten westdeutschen Steinkohlenbergbau – Unter- und Übertagebetriebe – betreffen. In den anderen Steinkohlenbergbaurevieren der Europäischen Gemeinschaft ist die Entwicklung der Kennziffern für die Produktion, die Produktivität und die Selbstkosten ähnlich verlaufen.

(3) Diese Entwicklung fand in einer Zeit statt, in welcher die *Preise* für die in erster Linie mit der Steinkohle in Wettbewerb stehenden Mineralölerzeugnisse bis 1970 langsam fielen und erst seitdem zunächst zögernd, dann aber schneller und schließlich sehr schnell angestiegen sind. So haben sich die Preisindizes 1958 = 100 für Steinkohle und für Rohöl wie folgt entwickelt (Übersicht 55):

Übersicht 55: Preisindizes für Brennstoffe in der Bundesrepublik Deutschland (1958 = 100)

		Erzeugnisse des Kohlebergbaus	Einfuhrpreise (cif) für Rohöl
Jahresdurchschnitt	1970	130	71
„	1971	146	89
„	1972	154	81
„	1973	162	98
„	1974	201	260
„	1975	248	249
„	1976	269	273
„	1977	269	273
„	1978	287	236
„	1979	299	311
„	1980	347	509
	Juni 1981	392	728

Quelle: Statistisches Bundesamt

Eine grundlegende Wende in der Preisentwicklung ist im Herbst des Jahres 1973 und – verstärkt – seit Beginn des Jahres 1979 eingetreten. Wie Übersicht 55 erkennen läßt, näherten sich die bis 1973 divergenten Preissteigerungsraten einander bis 1977 weitgehend an. Die Heraufsetzung der Listenpreise für deutsche Steinkohle einerseits und die günstige Wechselkursentwicklung andererseits öffneten im Jahre 1978 erneut die Preisschere zugunsten des Öls. Diese Entwicklung änderte sich dann aber grundlegend seit Beginn des Jahres 1979. Die drastische Heraufsetzung der Rohölpreise führte erstmalig zu einem deutlichen Preisvorteil für die heimische Steinkohle, der nach den Feststellungen der Ruhrkohle A.G. vom 19. Juni 1979 in dem folgenden Preisvergleich zum Ausdruck kommt (alle Preise in DM/t SKE):

Kraftwerkskohle ab Zeche	167.– DM
schweres Heizöl ab Raffinerie	180.– DM
Brechkoks	394.– DM
leichtes Heizöl	500.– DM

Diese Preise sind seither weiter gestiegen. Für die zur Stromerzeugung geeigneten Brennstoffe geben – Stand März 1981 – folgende Angaben einen Hinweis:

Kraftwerkskohle Ruhr	235.– DM/t SKE
Importkohle	175.– DM/t SKE
Heizöl S schwefelreich	315.– DM/t SKE
desgl. schwefelarm	350.– DM/t SKE
Erdgas (ab Okt. 1981)	333.– DM/t SKE

Beim Vergleich der Preise der Einsatzbrennstoffe für Kraftwerke ist zu berücksichtigen, daß die Anlagekosten eines Heizölkraftwerks nicht unwesentlich niedriger liegen als die entsprechenden Kosten eines Steinkohlenkraftwerks gleicher Leistung.

2.2.3.2 Maßnahmen zur Sicherung des Absatzes der deutschen Steinkohle

In der Vergangenheit war der deutsche Steinkohlenbergbau wie kein anderer Zweig der gewerblichen Wirtschaft Objekt staatlicher Eingriffe, die zumeist noch bestehen.

(1) Zu ersten Schwierigkeiten führte der Rückgang des Gesamtabsatzes[33] deutscher Steinkohle um 14% zwischen 1957 und 1958. Dieser Rückgang setzte sich in den anschließenden Jahren fort. Das hatte ein Anwachsen der Haldenbestände zur Folge – Höchstbestand 24 Mio t Ende 1966 – und erzwang Feierschichten und – zwischen 1957 und 1967 – die Stillegung von 54 Großschachtanlagen mit einer Förderkapazität von rund 14 Mio Jahrestonnen. Mitte der 60er Jahre glaubte man, die Förderung des deutschen Steinkohlebergbaus auf einen Gesamtabsatz von 140 Mio Jahrestonnen – die »Erhard-Richtzahl« – ausrichten zu können. Der erneute Rückgang des Gesamtabsatzes um 20% zwischen 1963 und 1966 zeigte dann aber, daß dieses Ziel nicht aufrechtzuerhalten war, auch wenn in den Folgejahren eine leichte Absatzsteigerung erreicht werden konnte. Erneute Absatzschwierigkeiten setzten 1970 ein. Der Gesamtabsatz des deutschen Steinkohlenbergbaus fiel zwischen 1970 und 1972 um 16%. Um die Jahreswende 1972/73 erreichten die Haldenbestände fast 19 Mio t. In Auswirkung der Ölkrise hat sich der Absatz zunächst verbessert (1974 1,5%

[33] In die hier zugrundegelegten Absatzmengen geht die Steinkohle (und ggf. Steinkohlekoks und Steinkohlebriketts) in der Rechnung Tonne = Tonne ein und nicht in der Rechnung Tonne verwertbare Förderung. Geringerwertige Steinkohle, z.B. Ballastkohle wird somit wie Vollwertkohle gerechnet. Bei Vergleichen ist dies zu berücksichtigen.

mehr als 1972), die Bestände gingen bis auf 2,6 Mio t im Januar 1975 zurück. Wegen der Rezession verschlechterte sich der Absatz dann aber sehr schnell, zwischen 1974 und 1977 um 28%. Die Halden des deutschen Kohlenbergbaus an Steinkohle und Steinkohlenkoks erreichten Ende 1975 14,3 und Ende 1977 sogar 29,1 Mio t. In der Folgezeit konnte der Absatz dann wieder verbessert werden. Aus inländischer Förderung wurden 1978 insgesamt 95,7 Mio t abgesetzt, 17% mehr als im Vorjahre, so daß sich im gleichen Jahre die Halden um 4,3 Mio t verringerten. Diese Entwicklung setzte sich 1979 fort. Der Absatz aus inländischer Förderung erhöhte sich auf 103,4 Mio t und übertraf damit das Vorjahresniveau um 8,1%. Gleichzeitig verminderten sich die Haldenbestände um 10,1 Mio t.

(2) Vornehmlich dank der *Kokskohlenbeihilfen* hat sich der Absatz an die deutsche Stahlindustrie zwischen 1956 und 1974 gut gehalten. 1974 wurden 29,6 Mio t geliefert. Ähnlich günstig entwickelten sich die Lieferungen an die Stahlindustrie in die anderen Länder der Europäischen Gemeinschaft. 1974 waren es 20,8 Mio t. Ab 1975 führte der Beschäftigungseinbruch bei der Stahlindustrie zu einer nachhaltigen Verminderung der Kokskohle- und Koks-Lieferungen: zwischen 1975 und 1977 um 9,9 Mio t; zugleich verminderten sich die entsprechenden Lieferungen in die anderen Mitgliedsstaaten der Gemeinschaft um 9,2 Mio t. Die seitdem eingetretene Absatzbelebung (1979: + 4,8 bzw. + 4,0 Mio t gegenüber 1977) hat den Absatzrückgang der Vorjahre nur knapp zur Hälfte wettmachen können.

(3) Vor allem dank der *»Verstromungsgesetze«* erhöhte sich der Verbrauch von Steinkohle zur Stromerzeugung zwischen 1956 und 1978 von 21,9 auf 42,6 Mio Jahrestonnen, d.h. um 95% (1979 sogar 44,9 Mio t). Dagegen ging der Steinkohleverbrauch der übrigen Industrie, der Verkehrsbetriebe, der Haushalte und der Kleinverbraucher rapide zurück: von 58,6 Mio t in 1956 auf 9,9 Mio t in 1978, d.h. um 83% (vgl. Übersicht 56).

Insgesamt führte die Rezession der letzten Jahre zu einem empfindlichen Rückgang des Steinkohleabsatzes an inländische Verbraucher: am stärksten zwischen 1974 und 1975 von 76,7 auf 58,6 Mio t, d.h. um fast ein Viertel. Diese Entwicklung veranlaßte die deutschen öffentlichen Elektrizitätswerke im Dezember 1975, die Verstromung von 26 Mio t für das Jahr 1976 fest zuzusagen (1975 waren nur 23,0 Mio t abgenommen worden). Späterhin – am 10. Mai 1977 – führte dies zu dem bekannten 33 Mio t-Abkommen, präzise zu der Vereinbarung der Ver-

Übersicht 56: Absatz und Verbrauch von Steinkohle in der Bundesrepublik Deutschland[a].
Angaben in Mio t Steinkohle, Steinkohlebriketts oder Steinkohlekoks

	1956	1974	1976	1978[c]	1979[c]	1979 1956 = 100
Absatz an						
Verkehr	12,3	0,7	0,2	0,1	0,1	1
Öff. Elektrizitätsw.	13,1	22,7	24,9	25,9	28,4	217
Bergbaukraftwerke	–	7,6	6,6	8,7	8,2	–
Gas- und Wasserw.	8,6	2,0	1,1	1,0	1,2	14
Stahlwerke	23,6	25,6	19,0	18,3	21,2	90
übrige Industrie	25,7	11,1	7,6	7,2	8,0	31
Hausbrand u. Kleinverbrauch	20,6	5,8	3,4	2,6	3,2	16
Militär. Dienststellen	2,1	1,3	1,3	0,9	1,2	57
Inlandsabsatz insges.	106,0	76,8	64,1	64,7	71,5	68
davon aus						
inländische Aufkommen	90,2	69,2	56,8	57,1	62,0	69
Importen	15,8	7,6	7,3	7,6	9,5	60
Ausfuhr	28,4	29,2	19,7	26,7	27,0	95
Inlandsabsatz u. Ausfuhr	134,4	106,0	83,8	91,4	98,5	73
Verbrauch der Kraftwerke[b]	21,9	40,6	39,3	42,3	44,0	201
davon aus inländ. Aufkommen	–	37,7	34,9	36,8	38,9[d]	–

Die Angaben sind mit denen der Energiebilanzen nicht vergleichbar, da in »Tonne = Tonne« und nicht in SKE gerechnet ist.

[a] unter Einschluß des Selbstverbrauchs, der Deputate usw.

[b] einschließlich Heizwärme

[c] 1977 bis 1980:

	1977	1978	1979	1980
Gesamtabsatz aus inländischem Aufkommen	79,5	90,5	95,8	85,0
davon Kraftwerke	28,0	32,2	32,9	33,2
Stahlwerke (Inld. u. EG)	31,4	33,1	40,2	37,8
Hausbrand, Kleinverbr. u. Militär	3,7	3,3	3,2	2,7
übrig. Inland	6,0	5,6	4,7	3,5
Exporte ohne Stahl EG	10,4	16,3	14,8	7,8

[d] in SKE: 1979 33,8 und 1980 34,2 Mio t.

Quelle: Statistik der Kohlewirtschaft e.V.

einigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) und dem Gesamtverband des deutschen Steinkohlebergbaus (GVSt) darüber, daß im Zeitraum 1978 bis 1982 jahresdurchschnittlich 24 Mio t SKE und im Zeitraum 1983 bis 1987 jahresdurchschnittlich 26 Mio t SKE deutsche Steinkohle in den Elektrizitätswerken der öffentlichen Versorgung eingesetzt werden sollen. Hinzu traten jahresdurchschnittlich 6 Mio t SKE, die von der industriellen Kraftwirtschaft und der Bundesbahn abgenommen werden, sowie »Optionsmengen« bis zu 2,3 Mio t SKE jährlich. Diese Abnahmeverpflichtungen sicherten dem deutschen Steinkohlenbergbau ein Absatzniveau von jahresdurchschnittlich 33 Mio t SKE bis 1987. Tatsächlich wurden 1974 32,0, 1975 23,0, 1976 30,5, 1977 28,0 und 1978 32,3 Mio t SKE Steinkohle deutscher Herkunft in Kraftwerken der Bundesrepublik unterfeuert.

(3) Durch eine am 23. April 1980 zwischen der VDEW und dem GVSt unterzeichnete Ergänzungs-Vereinbarung wurden die vorgenannten Mengen wesentlich erhöht und die Geltungsdauer der Vereinbarung auf die Zeit bis 1995 ausgedehnt – daher die Bezeichnung: *Jahrhundertvertrag*. Diese Vereinbarung strebt an, daß der deutsche Steinkohlenbergbau die folgenden jahresdurchschnittlichen Mengen zur Stromerzeugung an die öffentlichen Elektrizitätswerke, die industrielle Kraftwirtschaft und die Deutsche Bundesbahn absetzt.

1981 bis 1985	38 Mio t
1986 bis 1990	43 Mio t
1991 bis 1995	46 Mio t
Im Endjahr 1995	47,5 Mio t

Für die Zeit ab 1991 sind die Absatzgarantien abhängig von der Konjunktur. Im praktischen Ergebnis führt die Vereinbarung dazu, daß bis zum Ende der 1980er Jahre etwa die Hälfte der deutschen Steinkohleförderung verstromt wird.

Die Vereinbarungspartner haben die Anwendung der Vereinbarung davon abhängig gemacht, daß die beabsichtigte Novellierung und Verlängerung des Dritten Verstromungsgesetzes und des Zollkontingentgesetzes den EVU ermöglicht, zunehmend Kohle einzuführen und zu verstromen, und zwar zwischen 1981 und 1985 insgesamt 20, zwischen 1986 und 1990 insgesamt 40 und zwischen 1991 und 1995 insgeamt 60, zusammen also 120 Mio t.

In der Vereinbarung wird abschließend festgestellt, daß der

Bergbau damit seine Forderung auf Vorrang der deutschen Steinkohle bei der Stromerzeugung als erfüllt ansieht und sich die Elektrizitätsversorgungs- und die Bergbauunternehmen darüber einig sind, daß der wachsende Energiebedarf nur gedeckt werden kann, wenn sowohl Kohle als auch Kernenergie in zunehmenden Maße zum Einsatz kommen.

Kurze Zeit nach dieser Vereinbarung ist der Gesamtverband des deutschen Steinkohlebergbaus auch mit der Vereinigung industrieller Kraftwirtschaft (VIK) zu einer konkreten Abmachung gelangt. Danach werden die industriellen Stromerzeuger in der Zeit bis 1995 insgesamt 130 Mio t Steinkohle verstromen.

(4) Das System des finanziellen Ausgleichs ist recht kompliziert:

- Eine »Grundmenge« von 22 Mio t jährlich (das sind zwei Drittel der bisher von der Elektrizitätswirtschaft bezogenen Steinkohle) wird – wie bisher – durch Subvention auf das Niveau der Preise für schweres Heizöl herabgeschleust. Derzeit (1981) ist dies nicht mehr notwendig, denn der Preis für schweres Heizöl hat den Preis der heimischen Kraftwerkskohle weit hinter sich gelassen.
- Eine »Zusatzmenge« von weiteren 11 Mio t jährlich (ein Drittel der alten Abnahmeverpflichtungen) wurde früher – abzüglich 3 DM/t Selbstbehalt – auf den halben Ruhrkohlepreis frei Kraftwerk heruntergeschleust. Nunmehr wird für diese Menge – bei einem Selbstbehalt von 6 DM/t – nur noch die Differenz zwischen den Preisen deutscher Kohle frei Kraftwerk und dem durchschnittlichen Importkohlepreis erstattet. Zudem darf die Subvention je Tonne den im Jahr 1980 erreichten Betrag auch dann nicht übersteigen, wenn sich die Preisdifferenz vergrößern sollte.
- Für die über 33 Mio t jährlich hinausgehende »Aufstockungsmenge« sind keinerlei Subventionen vorgesehen. Die Elektrizitätswerke erhalten dafür aber Anrechtsscheine auf Importkohle, und zwar für 1981 bis 1987 im Verhältnis zu 2 : 1 und ab 1988 im Verhältnis 1 : 1 deutsche Kohle zu Importkohle mit folgenden Höchstmengen (siehe oben)

  20 Mio t für 1981 bis 1985
  40 Mio t für 1986 bis 1990
  60 Mio t für 1991 bis 1995

(5) Die Schwankungen in der Konjunkturlage, die unbere-

chenbare Politik der Ölförderländer und die keineswegs immer voraussehbaren Interventionen der Bundesregierung erschweren Voraussagen über die Entwicklung der Förderung und des Absatzes. So gaben die drei energiewirtschaftlichen Institute noch im November 1972 bekannt, sie erwarten, daß sich die unter Berücksichtigung der Exporte und Importe errechneten Absatzmöglichkeiten des deutschen Steinkohlenbergbaus zwischen 1970 und 1980 von rund 114 Mio t auf rund 66 Mio t verringern werden; dies unter der Voraussetzung einer Fortführung der Subventionierung der deutschen Steinkohle, die an die Stahlindustrie und die Elektrizitätswirtschaft abgesetzt wird. Diese beiden Verbrauchergruppen würden 1980 allein über 80% der abgesetzten deutschen Steinkohle übernehmen. Die durch die Ölkrise im Herbst 1973 verursachte Änderung der Absatzmöglichkeiten hat dieser (übrigens für 1980 einigermaßen zutreffenden) Prognose die Grundlage entzogen. Aus allen diesen Gründen ist in erster Linie die Politik der Bundesregierung bestimmend für die Erhaltung des deutschen Steinkohlenbergbaus und für die Sicherung des Absatzes seiner Förderung.

2.2.3.3 Die Gründung der Ruhrkohle AG

Die 1966/67 erkennbar gewordenen Absatzverluste des deutschen Steinkohlenbergbaus führten zu einem Überhang an Förderkapazität und erheblichen Betriebsverlusten. Diese Schwierigkeiten suchte das am 15. Mai 1968 in Kraft getretene ›Gesetz zur Anpassung des deutschen Steinkohlenbergbaus und der deutschen Steinkohlenbergbaugebiete‹ zu überwinden. Ziele dieses Gesetzes waren die Anpassung der Förderkapazitäten an die Absatzmöglichkeiten und die Konzentration des Bergbaus auf Unternehmen mit optimalem Zuschnitt. Zugleich wurden durch dieses Gesetz Sozialmaßnahmen zugunsten der freigesetzten Arbeitskräfte und Maßnahmen zur Verbesserung der Strukturen der Förderregionen eingeleitet.

Um auch eine überbetriebliche Konzentration zu erreichen, wurde Ende 1968 die »Ruhrkohle AG« gegründet, die 29 bisher selbständige Bergwerksunternehmen von den bisherigen Bergwerkseigentümern übernahm und damit die bis dahin vorhandene eigentumsmäßige Bindung zwischen dem Bergbau und der Hüttenindustrie beendete. Der Start dieser Gesellschaft wurde durch nicht unerhebliche Bürgschaften des Bundes – zunächst 3,3 Mrd DM – erleichtert.

Zum Teil bereits seit Ende der 50er Jahre wird die Förderung

und der Absatz deutscher Steinkohle durch umfassende Maßnahmen geschützt und finanziell unterstützt. Erwähnt seien die Heizölsteuer in Höhe von zunächst 25 und nunmehr 15 DM/t, der Zoll auf eingeführte Kohle von 10 DM/t (ein Kontingent von zunächst 7 und nach zwischenzeitlichen Änderungen zuletzt 5,1 Mio Jahrestonnen ist zollfrei – seit Ende der 70er Jahre wurde das Kontingent dann mehrfach aufgestockt), die aus öffentlichen Mitteln gezahlte Bergmannsprämie von zunächst 2,50 und nunmehr 5,00 DM für jede unter Tage verfahrene Schicht, die Beihilfe zur Herabschleusung der Preise für heimische Kokskohle auf das Niveau der Preise für eingeführte Kohle und die Beihilfe bzw. der Ausgleich zur Herabschleusung der Preise für heimische Kraftwerkskohle auf das Niveau der Heizölpreise einschl. Heizölsteuer gemäß den »Verstromungsgesetzen«.

Alle diese Maßnahmen haben aber nicht verhindern können, daß sich der Absatz und die wirtschaftliche Lage des deutschen Steinkohlenbergbaus bis Ende 1978 besorgniserregend verschlechterten und erst mit Beginn des Jahres 1979 eine deutliche Verbesserung eintrat.

2.2.3.4 Steinkohle im Energieprogramm der Bundesregierung – finanzielle Aspekte und Konsequenzen

(1) Mit Rücksicht auf die Gefährdung der Versorgung mit Energie sah sich die Bundesregierung veranlaßt, mit ihrem Energieprogramm vom 22. August 1973 und mit dessen erster Fortschreibung vom 23. Oktober 1974 eine Reihe von Maßnahmen vorzuschlagen, die sicherstellen sollen, daß heimische Steinkohle auch in Zukunft wesentlich zur Versorgung beiträgt und damit als »Sicherheitspolster« dient. Insbesondere sollte der Absatz von Kokskohle für die Eisen- und Stahlindustrie der Bundesrepublik und anderer Gemeinschaftsländer sowie von Kesselkohle an die deutsche Elektrizitätswirtschaft gesichert werden (siehe oben). Diesen beiden Abnehmergruppen wird seitdem aber nicht mehr die (volle) Differenz erstattet zwischen den Preisen, die sie unter Einbeziehung von Umlagebeträgen an den Steinkohlenbergbau zahlen müssen, und den Preisen, zu denen sie sich auf dem Weltmarkt versorgen könnten. Den nicht vergüteten Teil müssen die Unternehmen dieser beiden Wirtschaftszweige seitdem als »Sicherungsbeitrag« selbst tragen, eine Belastung, die mehrfach Anlaß zu Demarchen der besonders konjunkturempfindlichen deutschen Stahlindustrie war.

Die zweite Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung vom 19. Dezember 1977 weist der Steinkohle folgende Mengen im Rahmen des Primärenergieverbrauchs der Bundesrepublik zu.

1975	66,5	Mio t	(ist)
1978	68,5	Mio t	(ist)
1979	75,7	Mio t	(ist)
1985	74,6	Mio t	
1990	80,1	Mio t	
2000	102	Mio t	

Der Verwirklichung dieser Ziele im Bereich der Kraftwerkskohle dient die im Dritten Verstromungsgesetz vorgesehene Ausgleichsabgabe zur finanziellen Absicherung des inzwischen aufgestockten und verlängerten 33 Mio t-Abkommens. Die Sicherung des Absatzes der deutschen Steinkohle in den übrigen Bereichen soll bewirkt werden durch Kokskohlebeihilfen (1978 400 Mio DM), bergbauliche Sozialhilfen und ein Energieforschungsprogramm für die Entwicklung neuer Technologien, insbesondere auf den Gebieten des Kraftwerkbaues, der Kohlevergasung und -verflüssigung sowie der Erschließung, Gewinnung und Aufbereitung der Steinkohle. Nach einer Mitteilung der Bundesregierung wurde für die Subventionierung des deutschen Steinkohlebergbaus im Jahre 1978 ein Betrag von rund 6 Mrd DM aufgebracht, das sind 32 500 DM je Beschäftigten oder 72 DM/t Förderung (Bundesminister H. Matthöfer in der Mitglieder-Zeitschrift der IG Bergbau am 9. August 1979)[34].

In einer Zusammenstellung für den Haushaltsausschuß des Deutschen Bundestages vom März 1980 (Bundestags-Drucksache 8/1193) macht der Bundesfinanzminister die folgenden Angaben über die staatlichen Ausgaben zur Förderung der deutschen Steinkohle (Beträge in Mio DM):

[34] Nach einer Berechnung des Abgeordneten des Deutschen Bundestages H. Hubrig ist für das Jahr 1979 mit einem Gesamtaufwand aus öffentlichen Mitteln zur Stützung des deutschen Steinkohlenbergbaus von 6,3 Mrd. DM (78 DM/t Förderung) und unter Einschluß der Staatszuschüsse zur Knappschaftsversicherung sogar mit einem Betrag von 13 Mrd. DM (142 DM/t Förderung) zu rechnen. Hubrig fordert eine Zusammenfassung dieser auf 62 Haushaltspositionen verteilten Stützungsmittel in einer »Kohlensicherungsumlage«.

Zweck	1978	1979	1980
Verstromungsgesetz	1605,4	2678,0	2127,0
Bergmannsprämien	103,8	103,5	155,0
Steuererleichterungen durch Abschreibung	32,0	68,0	64,0
Direkte finanzielle Maßnahmen des Bundes und der Länder	3539,0	3874,8	3980,0
Gesamt	5280,2	6724,3	6326,0
darunter Kohleforschung	353,5	516,2	597,7

Einige Ausgaben sind in dieser Aufstellung nicht enthalten, so die im Subventionsbericht der Bundesregierung angeführten steuerlichen Erleichterungen zugunsten des Steinkohlenbergbaus, die EG-Beihilfen für die Steinkohle, der Zuschuß aus öffentlichen Mitteln zur Knappschaftsversicherung, soweit dieser den Satz übersteigt, den die allgemeine Rentenversicherung erhält, ferner die aus dem Etat des Bundeswirtschaftsministers zugunsten der Steinkohle ausgewiesenen Mittel (1980 über 400 Mio DM) u.a. Die in der obigen Tabelle genannten Ausgaben ergeben für 1979 eine staatliche Förderung von 79 DM/t.

Der letzthin – seit dem 1. Oktober 1979 – geltende »Kohlepfennig«, d.i. der Ausgleichssatz von bundesdurchschnittlich 4,5% bezogen auf die jeweilige Stromrechnung errechnet sich auf der Grundlage der Wärmepreisdifferenz zwischen der deutschen Steinkohle und dem schweren Heizöl. Dieser Ausgleichssatz hätte nach der mehrfachen Heraufsetzung der Ölpreise gesenkt oder abgeschafft werden können. Das geschah nicht. Die Beibehaltung wurde gerechtfertigt mit dem Hinweis, die Abgabe diene nicht nur dem Ausgleich der Wärmepreisdifferenz sondern auch der höheren Transportkosten der Kohle (12 DM/t SKE) und der gleichfalls höheren Betriebskosten des Kohleeinsatzes (16 DM/t SKE). Zudem müsse der Kohlepfennig nach Absicht des Gesetzgebers auch die Finanzierung von Investitionskostenzuschüssen für neu zu errichtende Kohlekraftwerke in Höhe von z.Zt. 180 DM/kW sichern[35].

[35] Die am 8. August 1980 getroffene Feststellung des Wirtschaftsministers von Nordrhein-Westfalen, R. Jochimsen, es gebe »keinen Grundgesetzartikel, der festlege, daß nur an der Ruhr die Kohle unter hohen Umweltbelastungen verstromt und dann die saubere Elektrizität in Rheinland-Pfalz, in Niedersachsen oder in Schleswig-Holstein verbraucht wird«, kann der Diskussion um den Koh-

Die Wettbewerbsdifferenz der Kraftwerkskohle gegenüber der Importkohle erreichte 1978 bis zu 100 DM/t. Zugrundegelegt war dabei ein kostendeckender Preis von 168 DM/t. Diese extreme Preisrelation hat sich nicht gehalten. Im Soge der Erhöhung des Rohölpreises seit der Jahreswende 1978/79 steigen auch die Einfuhrpreise für Steinkohle. Der Wettbewerbsnachteil der heimischen gegenüber der eingeführten Kohle verringert sich entsprechend. In welchem Maße dies in Zukunft geschehen wird, kann nicht vorausgesagt werden.

(2) Unabhängig von der Preis-, Kosten- und Wettbewerbsfrage stellt sich die Frage, ob die Steinkohle imstande wäre, wesentlich größere Mengen als die aus Übersicht 56 abzulesenden Mengen von zuletzt (1980) 34,2 Mio t SKE zur deutschen Stromerzeugung bereitzustellen. Die *heimische* Steinkohle könnte dies nur im Wege einer allenfalls längerfristig möglichen substantiellen Erhöhung der Förderung oder einer Verminderung des Einsatzes für andere Verwendungszwecke, insbesondere für die Stahlerzeugung. Der Spielraum ist begrenzt. Dabei ist zu bedenken, daß eine Zuwachsrate des Stromverbrauchs um 4,9%/a (Zweite Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung) den Brennstoffaufwand für die deutsche Elektrizitätserzeugung bis 1990 um jahresdurchschnittlich 7 Mio t SKE erhöhen wird. Bei 3,6% Zuwachsrate wären es Jahr für Jahr noch zusätzliche 5 Mio t SKE.

Die Möglichkeiten, aber auch die Grenzen eines verstärkten Einsatzes deutscher Steinkohle veranschaulichen Rechnungen des deutschen Steinkohlebergbaus vom März 1979. Im Falle einer Krise wären danach rd. 40 Mio t SKE zusätzlich verfügbar. Davon stünden allerdings 23 Mio t nur einmal, immerhin aber 17 Mio t auch in den Folgejahren zur Verfügung. Diese 17 Mio jato könnten mit 7 Mio jato durch eine kurzfristig mögliche Steigerung der Jahresförderung von 85 bis 86 auf 93 Mio t gewonnen werden. 10 Mio jato ergäbe der Fortfall der bisherigen Mindestpreisexporte zur Absatzsicherung. Ausgehend von diesen Mengenvorstellungen kam im April 1980 die bereits erwähnte Vereinbarung zwischen dem Steinkohlenbergbau und der Elektrizitätswirtschaft über den Absatz und die Verwen-

lepfennig eine neue Wende geben. Dann würde sich nämlich der Ausgleichbetrag um die Transportkosten bis zu den – revierfernen – Kraftwerken erhöhen und damit die Kalkulationsgrundlage für den Kohlepfennig deutlich verändert werden.

dung deutscher Steinkohle zur Elektrizitätserzeugung zustande.

(3) Auch Großbritannien, Frankreich und Belgien – andere Mitgliedstaaten der erweiterten Gemeinschaft – stehen vor der Frage, in welchem Umfang sie ihren Steinkohlenbergbau aus Gründen der Versorgungssicherheit und zur Vermeidung sozial- und regionalpolitischer Schwierigkeiten aufrechterhalten sollen. Dabei kommt dem nationalisierten britischen und französischen Steinkohlenbergbau zugute, daß sie in den Bergschädenregelungen, im Kapitaldienst, in der Ertragssteuerbelastung und in bezug auf die Sozialversicherungsbeiträge gegenüber dem deutschen Steinkohlenbergbau Vorteile genießen.

Der starke Rückgang des Anteils der in der Europäischen Gemeinschaft geförderten Steinkohle an der Primärenergieversorgung hat aber auch eine nicht zu unterschätzende politische Konsequenz. Es wird nur noch wenig Kohle in die Absatzbereiche anderer Reviere geliefert. Den im Rahmen der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl zu lösenden Problemen des innergemeinschaftlichen Wettbewerbs der Steinkohlenreviere wurde dadurch die Grundlage entzogen. Die Politik der Aufrechterhaltung, Sanierung und Restrukturierung des Steinkohlenbergbaus liegt somit jetzt ganz überwiegend in den Händen der Regierungen der Mitgliedstaaten.

2.2.3.5 Kohleimporte – Weltkohlehandel

(1) Alarmiert durch die Irankrise untersuchte im Herbst 1978 auch die IEA in ihrem Bericht ›Steam Coal Prospects to 2000‹ die Möglichkeiten einer Ausweitung des internationalen Handels mit Kesselkohle. Das größte Substitutionspotential für Kohle liegt danach im Bereich der Elektrizitätserzeugung. Die IEA sieht aber nur eine geringe Wahrscheinlichkeit dafür, daß sich die Wettbewerbsunterlegenheit der deutschen Steinkohle in Zukunft deutlich verbessert. Demzufolge nimmt die IEA an, daß – im Referenzfall – die in der Bundesrepublik zur Stromerzeugung eingesetzten Mengen an Stein- und Braunkohle von 67 auf 139 Mio jato SKE bis zum Jahr 2000 steigen werden. Mehr als die Hälfte der dann benötigten Kohle müßte aber importiert werden. Nach dieser Rechnung wird die deutsche Steinkohle somit nur geringfügig zur Deckung des zuwachsenden Kesselkohlenbedarfs beitragen.

Damit stellt sich generell die Frage nach den Aussichten einer Verbesserung der Energieversorgung durch stärkere Einfuhren

von Kohle. Hier sind die Möglichkeiten begrenzt, wenn man bedenkt, daß das Welt-Kohleexportvolumen (1977) nur etwa 200 Mio jato SKE ausmacht (nach neueren Berechnungen 245 Mio t in 1980), das sind ganze 2,2% des Weltenergieverbrauchs und nur etwa 1/12 des Wärmewertes des Welt-Exportvolumens an Mineralöl. Zudem ist der überwiegende Teil des Welt-Kohlehandels Intra-COMECON-Handel, Intra-EG-Handel und Handel zwischen den USA und Kanada, also nicht Welthandel im engeren Sinne. Schließlich sei angemerkt, daß vom gesamten Welthandel zwei Drittel auf Kokskohle und nur ein Drittel auf Kesselkohle entfällt.

Mit Rücksicht auf die auf S. 132 angeführten Gründe (hohe Förderkosten und verkehrsungünstige Lage neuer Kohlevorkommen; kostspieliger Ausbau der Verkehrssysteme, insbesondere der Hafenumschlaganlagen) kann der Welthandel mit Kohle nur langsam ausgeweitet werden. Die Conservation Commission der Weltenergiekonferenz erwartete 1977 in Istanbul eine Steigerung auf etwa 300 Mio jato bis 1985 und auf möglicherweise etwa 600 Mio jato, also auf das allenfalls dreifache bis zur Jahrhundertwende. Einer stärkeren Ausweitung steht insbesondere entgegen, daß die großen kohlefördernden Länder, die USA, die UdSSR, die VR China und das Vereinigte Königreich zugleich große Kohleverbraucher sind, die bei zunehmenden Schwierigkeiten in der Energieversorgung verstärkt auf die eigene Kohle zurückgreifen und allenfalls die dann noch verfügbaren Mengen zum Export freigeben werden. Dies ist der entscheidende Unterschied zur Struktur des Weltangebots an Erdöl. In dieser Perspektive wird auch die Kohle auf den Weltmarktmärkten wahrscheinlich knapp werden.

(2) Diese Überlegungen sind entscheidend vertieft worden durch die unter Federführung von Caroll L. Wilson, MIT, durchgeführte und im Mai 1980 vorgelegte *Weltkohlestudie* »Kohle – Brücke zur Zukunft« (deutsche Mitwirkende: B. Giesel, H. D. Schilling, D. Wiegand sowie H. K. Schneider und D. Schmitt). Nach dieser Studie wird die Kohlenachfrage der OECD-Länder von knapp 1 Mio t SKE in 1977 auf 2 bis 3 Mio t SKE steigen. Um diesen Bedarf und den der übrigen Welt zu decken, müßte der Weltkohlehandel von 200 Mio t in 1977 auf 560 bis 980 Mio t SKE gesteigert werden. Bei dem unteren Grenzwert werden sich keine unüberwindbaren Schwierigkeiten ergeben. Problematisch ist aber, ob der obere Grenzwert in 2000 realisiert werden kann. In diesem Fall müßten die USA

Übersicht 56 a: Die wesentlichen Aussagen der Weltkohlestudie
Angaben in Mio jato SKE

Weltkohlebedarf	1977	1985	2000
Kohle insgesamt	990	1235–1370	2000–3025
davon Kraftwerkskohle	740	950–1075	1670–2650

Kohleimportbedarf	1977	1985	2000
Kokskohle	130	170–180	260–300
Kraftwerkskohle	60	105–150	300–680
Kohle insgesamt	190	275–330	560–980
Kraftwerkskohle allein			
Westeuropa	37	67– 94	146–333
Japan	2	6– 7	53–121
übrig. Süd- u. Südostasien	–	5– 24	60–179

Kohleexportländer	1977	2000: gegenwärt. Erwartung	2000 maximal
USA	49	125–200	350
Australien	38	160	200
Südafrika	12	55–75	100
Kanada	12	27–47	67
Polen	39[a]	50	50
Sowjetunion	25	50	263 (Sowjetunion, VR China, andere)
VR China	3	30	
andere	22	53–80	
insgesamt	200	550–700	930

[a] Die polnischen Kohleexporte gingen zwischen 1979 und 1980 von 41,3 auf 31,3 Mio t zurück. Für 1981 rechnet man mit Exporten von rd 20 Mio t, das sind weniger als halb soviel wie 1979.

Abb. 34: Entwicklung des Kohle- und Ölmarktes der OECD nach der Weltkohlestudie

Übersicht 56 b: Weltkohlestudie; Daten für die Bundesrepublik Deutschland; Angaben in Mio t SKE

	1977	1985	1990	2000
Kohleverbrauch insges.	102	119–126[a]	129–142	150–175[b]
darin Kraftwerkskohle	61	76– 79[c]	84– 89[c]	99–106
darin andere Kohle	41	43– 47	45– 53	51– 69[d]
Förderpotential	120	128	131	150
darin Steinkohle	86	93	96	105
darin Braunkohle	34	35	35	45
Steinkohle-Exporte	22	18– 13	20– 15	20– 15
Steinkohle-Importe[e f]	9	9– 11	18– 26	20– 40

[a] 110 Mio t SKE gemäß zweiter Fortschreibung

[b] 140 bis 152 Mio t SKE gemäß zweiter Fortschreibung

[c] Diese Annahmen sind abgestimmt mit der Verstromungsvereinbarung zwischen dem Steinkohlenbergbau und der Elektrizitätswirtschaft, die die Verstromung von 40 Mio t SKE Steinkohle in 1985 und von 54 Mio t SKE Steinkohle in 1990 vorsieht

[d] Davon 10 bis 25 Mio t SKE zur Vergasung und Verflüssigung

[e] Abgesehen von Kohle aus anderen EG-Ländern (1,1 Mio t). Jährlich steht traditionellen Importeuren seit Beginn des Jahres 1981 ein jährliches Grundkontingent von 5,1 Mio t und eine „Vorbehaltsmenge zur Sicherstellung besonderer Versorgungsaufgaben und anderer volkswirtschaftlicher Belange" von 2 Mio t sowie – nur für 1981 – eine „Ölverdrängungsmenge" von 1,1 Mio t zur Verfügung. Natürlich setzt die beabsichtigte Erhöhung der Kohleeinfuhrmengen eine so oder so vorgesehene Aufhebung oder Lockerung des Kohlezollkontingents für Drittlandskohle voraus

[f] Hier sei auch darauf hingewiesen, daß Polen seit 1980 seinen traditionellen Lieferverpflichtungen gegenüber der Bundesrepublik in Höhe von 2,5 Mio t jährlich nur noch teilweise nachkommen kann.

Abb. 35: Entwicklung der Weltkohleimporte nach der Weltkohlestudie

allein 350 Mio t und Australien 200 Mio t beisteuern, ein Ziel, dessen Erreichung fraglich ist. (Vgl. Übersicht 56a und Abb. 34 und 35).

Die angesichts der Umweltprobleme beim Ausbau der Kohlewirtschaft durchweg als recht optimistisch charakterisierte Weltkohlestudie macht für die Bundesrepublik Deutschland die aus Übersicht 56 b abzulesenden Angaben.

Die Weltkohlestudie hat damit aufgezeigt, in welchem Umfange die Kohle zur Energieversorgung weltweit, regional und auch in der Bundesrepublik Deutschland beitragen könnte – und auch, was sie nicht kann. Die folgenden wichtigen Erkenntnisse lassen sich aus dieser Studie ableiten:

- Selbst wenn von einem nur mäßigen Anstieg des Weltenergiebedarfs ausgegangen wird, wie es in der Studie der Fall ist, wird die Kohle in den nächsten 20 Jahren die Hälfte bis zwei Drittel des zusätzlichen Weltenergiebedarfs decken müssen. Um dieses Ziel zu erreichen, muß die Weltkohlenförderung das 2,5 bis 3fache, und das Welthandelsvolumen von Kraftwerkskohle sogar das 10 bis 15fache von 1979 erreichen. Das ist ein hoch gestecktes Ziel!
- Zwar wird auch bei der Kohle bei rasch steigender Förderung mit Preiserhöhungen gerechnet, doch ist nach Auffassung der Autoren davon auszugehen, daß Kohle nicht zuletzt infolge des erwarteten weiteren Preisanstiegs für Öl ihre Wettbewerbsposition verbessern kann.
- Der Ausbau von Kohleförderung, -transport und -verbrauch in dem in der Studie aufgezeigten Umfang setzt umfangreiche und im Ergebnis koordinierte Investitionen voraus. Für den internationalen Transport werden z.B. 1000 Schiffe von je 100000 DWT benörigt, für die in den nächsten 20 Jahren bei Neubau allein 35 bis 45 Mrd $ aufgewendet werden müssen (in 1979er $). Allein für den Netto-Zubau von 475 bis 740 GWe, Kohlekraftwerksleistung im OECD-Raum ergibt sich ein Investitionsvolumen von im Mittelwert 600 Mrd $.

2.2.3.6 Die neue Rolle der Kohle

Die Erhöhung der Ölpreise und die Einengung der Ölversorgung in der Folge des Umschwungs im Iran hat die Rolle der Kohle aufgewertet. In den westlichen Industrieländern ist zu ihren drei klassischen Einsatzbereichen Stahlerzeugung, Verstromung und – mit stark zurückgehenden Mengen – Wärmebereitstellung für Industrie sowie Haushalte und Kleingewerbe

ein vierter Einsatzbereich getreten: Vergasung und Verflüssigung zur breiten Substitution von Mineralöl. Mit den technisch-wirtschaftlichen Aspekten dieser Verwendung befaßt sich Kapitel 3.7 (S. 577ff.). Eine energiewirtschaftliche Gesamtwürdigung ist noch nicht möglich, da diese neue Verwendung zwar an industrielle Erfahrungen während der Zeit des letzten Krieges und übrigens auch an jüngere Erfahrungen in Südafrika anknüpfen kann, angesichts der völlig geänderten Gesamtlage keineswegs aber möglich ist, jetzt schon eine umfassende und verläßliche wirtschaftlich-technische Prognose zu erstellen.

Ob und in welchem Umfange die stärkere Nachfrage nach Kohle auch Veranlassung geben wird, die Förderkapazität des deutschen Bergbaus auszubauen, insbesondere neue Schachtanlagen niederzubringen, ist offen. Der Steinkohlenbergbau unterschätzt die Schwierigkeiten nicht, doch glaubt er, daß sie überwunden werden können. Hierzu zählen z.B. die Probleme, die mit dem Vordringen in Tiefen bis zu 1500 m verbunden sind[36]. Dort erreicht die Gebirgstemperatur bereits 64° C. (Gegenwärtig werden etwa 5% der Steinkohle aus einer Tiefe von mehr als 1000 m gefördert, um die Jahrhundertwende wird der Anteil bereits 40% erreichen.) Bei der Ausbauplanung muß auch der nicht nachlassende Widerstand gegen energiewirtschaftliche Großinvestitionen gleich welcher Art, in Rechnung gestellt werden. Schließlich wird es Mühe kosten, in ausreichender Zahl Arbeitskräfte zu finden, die unter Tage zu fahren bereit sind. Z.Zt. fehlen bereits 3000 bis 4000 Bergleute. Nach Angaben des Vorsitzenden der IG Bergbau und Energie Adolf Schmidt vom Februar 1980 müßten 30000 Bergleute eingestellt werden, wenn die Förderung bis Mitte der 90er Jahre von z.Zt. 90 auf 100 Mio t ausgeweitet und zugleich die ungünstige Altersstruktur verbessert werden soll.

Auch in finanzieller Hinsicht sind erhebliche Anstrengungen erforderlich, wenn die Kohle ihre neue Rolle spielen soll. Auf Preisgrundlage 1980 veranschlagte der Rationalisierungsverband des Steinkohlenbergbaus in Essen im Juli 1980 den Investitionsbedarf zum Ausbau der deutschen Steinkohlewirtschaft bis zur Jahrhundertwende auf 150 Mrd DM, davon 75 Mrd DM für den Steinkohlebergbau, 55 Mrd DM für Steinkohlekraftwerke und 20 Mrd DM für die Steinkohleveredlung.

Der neue Markt, der sich der Kohle eröffnet, ändert aber auch

[36] Die mittlere Abbautiefe im deutschen Steinkohlenbergbau liegt derzeit bei 880 m.

grundlegend das Verhältnis zwischen ihr und der Kernenergie. Lange Zeit wurde der Ausspruch Kohle *und* Kernenergie ausschließlich interpretiert als ein Programm, der heimischen Kohle, zumal der anderweit nicht absetzbaren Steinkohle im Rahmen der Verstromung einen Platz neben der Kernenergie zu sichern. Die der Kohle nunmehr zuwachsenden neuen Verwendungsmöglichkeiten lassen erwarten, daß der Überfluß bald einem Mangel an Kohle weicht und damit Kohle und Kernenergie nicht mehr zwei um einen Markt streitende Alternativen, sondern zwei zur Sicherung der Energieversorgung notwendige Ergänzungen sein werden.

2.2.4 Ölwirtschaft/Ölpolitik

2.2.4.1 Die Weltölwirtschaft

(1) Das Erdöl mit einer Jahresförderung 1979 von 3189 und 1980 von 3066 Mio Tonnen deckt zur Zeit 46% des Weltverbrauchs an Primärenergie. Die Aufgliederung auf die großen Förderregionen zeigt Abbildung 36.

(2) Nach dem Stand der Prospektion Ende 1977 wurde der Umfang der sicheren Erdölreserven (nicht gerechnet die wahrscheinlichen zusätzlichen Vorkommen) auf 88,6 Mrd t (Ende 1978 etwas weniger: 88,1 Mrd t) veranschlagt [37]. Erstmalig seit 1974 sind damit die erschlossenen sicheren Reserven wieder angewachsen. 1972 waren 84 Mrd t Reserven festgestellt worden. Durch Neufunde wurden diese Reserven innerhalb von 2 Jahren auf den bisher höchsten Stand – 95 Mrd t – angehoben und sind dann bis Ende 1976 auf 87 Mrd t zurückgegangen. So fehlerhaft diese Schätzungen auch sein mögen, es ist kaum dar-

[37] Die Erfahrung lehrt, daß die in der Erde vorhandenen Erdölreserven zumeist zu niedrig veranschlagt werden. So schätzte das Geologische Amt der Vereinigten Staaten im Jahr 1920 die Erdölvorkommen der Welt auf 7,15 Mrd t. Bei der damaligen Welterdölförderung von 150 Mio t/a hätten diese Reserven schon 1960 erschöpft sein müssen. Ungeachtet der seitdem entdeckten Vorkommen veranschlagten die amerikanischen Geologen Garfias und Whetsels 18 Jahre später die Reserven auf nur noch vier Mrd t; demnach wären sie bereits 1958 erschöpft gewesen. Es ist auch zu bedenken, daß die stark gestiegenen Ölpreise umfangreiche, bisher unrentable Lagerstätten ebenso zu erschließen gestatten wie – nach verbreiteter Meinung – die Vorkommen an Ölsanden und Ölschiefern. Die mit Abstand größte bekannte Erdölregion (etwa 68% der nachgewiesenen Reserven) liegt in den südlichen Randbecken des ehemaligen Tethys-Meeres zwischen dem afrikanisch-arabischen Schild und dem Mittelmeerraum bis zum Persischen Golf (G. Bischoff).

übriges Osteuropa 0,7%
Sowjetunion 18,0%
China 3,3%
restl. Südamerika 1,7%
6,9% karibischer Raum
2,7% Europäische Gemeinschaft
0,7% übriges Europa
4,4% Ferner Osten (ohne China)
Nord-amerika 17,3%
Afrika 9,4%
Mittel-Ost 34,8% (davon Iran 4,5%)

Abb. 36: Welterdölförderung 1979 nach Petroleum Economist

0,5% Osteuropa
Westeuropa 4,2%
China 3%
Sowjetunion 11,5%
3% übriges Asien und Ozeanien
6,3% Nordamerika
Afrika 8,9%
6,4% Lateinamerika
Mittel-Ost 56,1%

Abb. 37: Sichere Erdölreserven, Stand 1978, nach Oil & Gas Journal, American Petroleum Institute, American Gas Association, Canadian Petroleum Association

Übersicht 57: Entwicklung der Weltölproduktion

in Mio t[a]

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
OPEC-Länder	1351	1542	1543	1342	1528	1558	1501	1524	1341
übr. westl. Welt	800	806	784	768	778	823	896	950	993
kommunist. Ldr.	453	503	592	631	668	700	716	715	732
insgesamt	2604	2851	2873	2702	2937	3049	3097	3189	3066

Anteile der Ländergruppen

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
OPEC-Länder	51,9	54,1	53,7	49,6	52,0	51,1	48,5	47,8	43,7
übr. westl. Welt	30,7	28,3	27,3	28,5	26,5	27,0	28,9	29,8	32,4
kommunist. Ldr.	17,4	17,6	19,0	21,9	21,5	21,9	22,6	22,4	23,9
insgesamt	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Änderungen gegenüber dem Vorjahr[a]

	72/73	73/74	74/75	75/76	76/77	77/78	78/79	79/80
OPEC-Länder	+14,1	+0,1	−12,9	+13,9	+2,0	−3,7	+1,5	−12,0
übr. westl. Welt	+ 0,8	−2,7	− 2,0	+ 1,3	+5,8	+8,9	+6,0	+ 4,5
kommunist. Ldr.	+ 6,1	+8,5	+ 8,4	+ 6,6	+5,9	+4,8	−0,1	+ 2,4
insgesamt	+ 9,3	+0,8	− 6,0	+ 8,7	+3,8	+1,6	+3,0	− 3,9

[a] Vorläufige Angaben für 1980. In den ersten sechs Monaten von 1981 lag die OPEC-Förderung um 16,1% und die Weltförderung um 6,4% unter dem entsprechenden Vorjahresstand. Der Anteil der OPEC an der Weltförderung fiel damit auf 40,7%

[b] Zwischen 1979 und 1980 haben ihre Förderung um wenigstens 10 Mio t verändert (jeweils in Mio t)

Mexiko	+29	Libyen	−13
Saudi-Arabien	+20	Irak	−30
Venezuela	−10	Kuwait	−41
Nigeria	−12	Iran	−77

OPEC insgesamt	−183
übrige westl. Welt	+ 43
kommunist. Länder	+ 17

Quelle: Petroleum Economist

Übersicht 58: Der Außenhandel mit Mineralöl im Jahre 1978 in Mio t

	Einfuhr	Ausfuhr	Netto-einfuhr	Netto-ausfuhr
Vereinigte Staaten	409	20	389	–
Kanada	33	23	10	–
Lateinamerika	133	177	–	44
Westliche Halbkugel	575	220	355	–
Westeuropa	648	27	621	–
Mittel-Ost	–	975	–	975
Nordafrika/Westafrika	35	161	–	232
Südostasien	91	86	5	–
Japan/Austral. etc.	280	1	279	–
kommunist. Länder	–	105	–	105
übr. östl. Halbkugel	37	–	37	–
östliche Halbkugel	1091	1461	–	370
nicht aufgeteilt	15		15	
Welt	1681	1681	–	–
davon Rohöl	1430	1430	0	0
Erdölerzeugnisse	251	251	0	0

Quelle: BP Statistical Review of the World Oil Industry 1978

Abb. 38: Welt-Ölverbrauch 1979 nach Ländern

Nordamerika
Westeuropa
Osteuropa
Naher Osten
Mittelamerika
Fepner Osten
Afrika
Südamerika

Abb. 39: 1938

Nordamerika
Westeuropa
Osteuropa
Naher Osten
Mittelamerika
Ferner Osten
Afrika
Südamerika

Abb. 40: 1955

Nordamerika
Westeuropa
Osteuropa
Naher Osten
Mittelamerika
Ferner Osten
Afrika
Südamerika

Abb. 41: 1966

Abb. 42:
1970

Abb. 43:
1977

Abb. 39 bis 43: Entwicklung der Ölströme zwischen 1938 und 1977 (Nach: Müller-Michaelis)

an zu zweifeln, daß derzeit mehr Öl verbraucht als gefunden wird. Bei einer gegenwärtigen Jahresförderrate von etwa 3 Mrd t geht die zeitliche Reichweite der erschlossenen sicheren Reserven im Trend zurück. Sollten fortan keine neuen Erdölreserven mehr entdeckt werden, so würden die derzeit bekannten 88,6 Mrd t bei einer angenommenen Verbrauchszuwachsrate von 2%/a (IEA) noch 23 Jahre reichen.

Seit 1859, dem Beginn des Ölzeitalters, sind übrigens insgesamt mehr als 141 Mrd t Erdöl durch Bohrungen geortet und davon gut 53 Mrd. t gefördert und verbraucht worden. Wie

Abb. 37 erkennen läßt, verteilen sich diese Reserven recht ungleich über den Globus. Auf die vier wichtigsten Regionen – Mittel-Ost, die Sowjetunion, Afrika und Nordamerika – entfallen allein über 80% der sicheren Reserven.

(3) Übersicht 57 zeigt die Entwicklung der Welt-Ölproduktion seit 1972. Der rezessionsbedingte Einbruch zwischen 1974 und 1975 ist ebenso zu erkennen wie der langsame Rückgang der Zuwachsraten nach 1975/76, der nicht nur dem verringerten Wirtschaftswachstum, sondern wohl auch einer sich anbahnenden schrittweisen Abkehr vom Öl zuzuschreiben ist.

Die großen Probleme, die die Versorgung mit Öl aufwerfen, werden erst deutlich, wenn man die Förderregionen den Verbrauchsregionen gegenüberstellt. Die fünf Kartenskizzen in Abb. 39–43 zeigen, wie die Erdöltransporte zwischen 1938 und 1977 sich verstärkten und verlagerten. Übersicht 58 läßt für das Jahr 1977 erkennen, in welchem Umfange die großen Weltregionen Mineralöl ausgeführt oder eingeführt haben.

2.2.4.2 Neue Ölvorkommen

(1) Die bestätigten Erdöl- und Erdgasreserven befinden sich in etwa 160 öl- und gashöffigen Becken, von denen es auf der Welt rund 600 gibt. Von den verbleibenden 440 Becken sind 200 kaum oder noch gar nicht auf Erdöl und Erdgas untersucht worden, in erster Linie weil sie in sehr schwer zugänglichen Gebieten liegen, wie zum Beispiel in der Arktis oder unter dem Meer. Die Geologen sind davon überzeugt, in den 440 noch nicht erschlossenen Becken annähernd 600 Milliarden Tonnen Erdöleinheiten an Energie finden zu können. Diese möglichen Reserven dürften je etwa zur Hälfte aus Erdöl und Erdgas bestehen. Es ist damit zu rechnen, daß 1990 rund 30 Prozent der Welterdölförderung aus Feldern stammen werden, die heute noch nicht gefunden worden sind. Hinzu kommen noch die in Ölsanden und -schiefern enthaltenen Ölmengen, deren Lage man bereits kennt, für deren Erschließung aber noch eine wirtschaftliche Technik entwickelt werden muß. Die daraus gewinnbare Ölmenge wird auf 175 Milliarden Tonnen geschätzt[38].

[38] Öldorado 77, herausgegeben von der Esso AG, Hamburg. Hierzu sei angemerkt, daß derzeit nur ein kleiner Teil des Öls in der jeweiligen Lagerstätte gefördert wird. Die Förderrate könnte und wird zunehmend durch sekundäre und tertiäre Fördertechniken verbessert: durch Injektion von Gas oder Wasser in die Lagerstätte bzw. Anwendung von Chemikalien oder thermischen Verfahren. Man schätzt, daß mit Primärverfahren etwa 22%, mit Sekundärverfahren zusätz-

Die Erdkruste enthält somit große Mengen an Öl und auch an Gas. Problematisch ist nur, mit welcher Technik und zu welchen Kosten die zusätzlich benötigten Mengen gewonnen werden können, ob die zur Erschließung dieser Vorkommen erforderlichen Arbeiten ausreichend und schnell genug vorangetrieben werden und ob nicht später der Zugang zu diesen Quellen verwehrt wird.

(2) Sicherlich werden die in der jüngeren Vergangenheit entdeckten Vorkommen zu einer Entlastung führen. Hingewiesen sei auf folgende Vorkommen:

Die *Nordsee:* Setzt man 1 Mrd cbm Erdgas entsprechend seinem Heizwert 1 Mio t Erdöl gleich, so wurden bis Ende 1975 Vorkommen an Erdöl und Erdgas mit einem Inhalt von etwa 5,2 Mrd t »Öleinheiten« (3 Mrd t Erdöl und 2,2 Bill. cbm Erdgas) unter der Nordsee südlich des 62. Breitengrades[39] entdeckt, vorwiegend im britischen und im norwegischen, aber auch im niederländischen und (2,4%) im dänischen Sektor. In dem der Bundesrepublik auf der Grundlage des Schiedsspruchs des Internationalen Gerichtshofs in Den Haag von 1969 zugesprochenen Anrechtsgebiet ist man bisher kaum fündig geworden. Die unter der Nordsee erschlossenen Reserven erreichen für Westeuropa beim Erdgas rund 50% und beim Erdöl 90% der Gesamtreserven dieser Region. Die Anteile an den Weltreserven sind allerdings bescheiden: 4,4% bzw. 5,0%.

An der Rohölversorgung der Bundesrepublik im Jahre 1977 (Gesamtölimporte 97,6 Mio t) hatte das Nordseeöl einen Anteil von 5,3%, davon 3,6% aus dem Vereinigten Königreich und 1,7% aus Norwegen. Die 1971 im Nordseebereich aufgenommene Ölförderung (damals 300000 t aus dem norwegischen Sektor) ist bis 1978 auf 71 Mio t gestiegen (davon 74% aus dem britischen Sektor) und hat Ende 1979 die 100 Mio t-Marke übertroffen. Die Bundesrepublik erhielt 1979 insgesamt etwa das Dreifache der 1977er Menge Nordseeöl, nämlich 15,3 Mio t (1980: 17,6). Im gleichen Jahr erreichte die Erdgasförderung 67 Mrd cbm, die rund 67 Mio t Öleinheiten entsprechen. Großbritannien und die Niederlande hatten hieran Anteile von 69 bzw. 21%, sodaß Öl und Gas aus der Nordsee 1978 mit mehr als 20% zur Energieerzeugung und mit mehr als 10% zur Ener-

lich etwa 12% und mit Tertiärverfahren etwa 13% des Ölinhalts der Ölfelder gewonnen werden können.

[39] Norwegen erwägt auch nördlich des 62. Breitengrades nach Öl und Gas zu suchen.

gieversorgung der Europäischen Gemeinschaft beitragen. Großbritannien deckt seit September 1979 seinen gesamten Ölbedarf mit Nordseeöl. Etwa 1982/83 dürfte die Ölförderung des Landes dessen Eigenbedarf um rund 25% übersteigen, zugleich aber auch die Hälfte der Vorkommen erschöpft sein, so daß 1990 nur noch 50 und 1995 nur noch 20 Mio t gefördert werden können. Früher war man von einer nicht unwesentlich größeren Reichweite der Vorkommen ausgegangen.

Alaska: Die bisher entdeckten Vorkommen werden auf 3 bis 6 Mrd t veranschlagt, sind also von der gleichen Größenordnung wie die übrigen Ölreserven der Vereinigten Staaten von etwa 5 Mrd t; aus den Alaska-Vorkommen können voraussichtlich jährlich 100 bis 150 Mio t gefördert werden. Günstige Aussichten bestehen auch für die an der Mündung des Mackenzie Rivers in Nordkanada entdeckten Vorkommen. Immer stellt sich aber das Problem des Abtransports. Über den Bau der Trans-Alaska-Pipeline nach Valdez ist gegen den Widerstand der Umweltschützer inzwischen entschieden worden[40].

Südamerika: In Ekuador, Peru und Kolumbien sind in den letzten Jahren neue Ölfelder entdeckt worden, die die Gesamtreserven dieser Länder auf rund 6 Mrd t erhöhen. Andererseits sind die im November 1979 in der Presse genannten riesigen Vorkommen in Venezuela seit langem bekannt, bislang aber sowohl technisch als auch wirtschaftlich nicht abbauwürdig.

Sowjetunion: Von spektakulärem Umfang sind die in den letzten Jahren an der östlichen Seite des Kaspischen Meeres, westlich des Baikalsees, im Autonomen Gebiet Komi bei Uchta und insbesondere die im Tjumen-Bezirk in Westsibirien entdeckten Vorkommen. Allein die Reserven des letztgenannten Vorkommens werden auf 40 bis 45 Mrd t veranschlagt, sind also von der gleichen Größenordnung wie die Reserven von Nah- und Mittelost. Ob diese Vorkommen erschlossen werden, ist mehr denn je fraglich, da die Sowjetunion allein hierzu nicht in der Lage zu sein scheint und die Verhandlungen über eine sowjetisch-japanische Kooperation gescheitert sind.

Von nicht erwartetem Umfang sind die erst in jüngerer Zeit entdeckten Erdölvorkommen der mexikanischen Halbinsel *Yukatan* und der umliegenden Meeresgebiete, hier insbesondere im Bereich Chiapas-Tabasco. Die Reserven werden offiziell auf 35 Mrd t veranschlagt, vermutet werden insgesamt aber 70 bis

[40] inzwischen fertiggestellt und in Betrieb genommen.

95 Mrd t, d.h. mehr als im Bereich des Persischen Golfes (55 Mrd t). Es bleibt abzuwarten, in welchem Umfange diese Vorkommen gewinnungswürdig sind. Jedenfalls wird Mexiko, das 1978 noch 63 Mio t förderte (1980 bereits 110), seine Ölgewinnung auch in Zukunft schnell steigern.

Schließlich existieren nach neuen Forschungsergebnissen umfangreiche Ölreserven vor der Küste *Südostasiens* im Seegebiet südlich Japans vor der Insel Kiutschu bis nach Singapur, um die sich Taiwan, Vietnam, Japan und die Volksrepublik China streiten. Hier wird es von der endgültigen Klärung der Hoheitsansprüche abhängen, wer dieses Öl fördern kann.

(3) Alle diese neuen Vorkommen, darüber sollte man sich nicht hinwegtäuschen, ändern nichts an der Tatsache, daß die Hauptmenge der zu wirtschaftlichen Bedingungen ausbeutbaren Ölreserven in einem kleinen, politisch brisanten Gebiet südlich des Mittelmeers und um den Persischen Golf konzentriert ist. Hier muß auch der vielfach geäußerten Ansicht entgegengetreten werden, neu entdeckte oder erschlossene Ölvorkommen könnten das ins Wanken geratene Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage rasch wieder herstellen. Die im Endausbau erwartete Jahresförderung der Nordsee oder von Alaska wird allenfalls der für ein einziges Jahr erwarteten Erhöhung der Weltnachfrage nach Öl entsprechen, nicht mehr. Abgesehen vielleicht von Mexiko sind weitere absehbar förderbereite Vorkommen dieser Größenordnung – wenigstens in der westlichen Welt – nicht in Sicht. Zudem liegen die reinen Förderkosten bei den neuen Vorkommen im allgemeinen zehn mal so hoch wie in Nahost. Schließlich sollte man bedenken, daß die Mobilisierung dieser Reserven nicht von den Abnehmern bestimmt wird, sondern in der Entscheidungsmacht der Länder, die über diese Vorkommen verfügen, liegt oder auch einiger weniger *Ölgesellschaften*, die durchweg in den Vereinigten Staaten, in Großbritannien und den Niederlanden ihren Sitz haben.

2.2.4.3 Das Vorgehen der OPEC – Die Ölkrise im Herbst 1973

Der am 6. Oktober 1973 begonnene Jom-Kippur-Krieg und die wenige Tage später, am 15. Oktober 1973 in Kuwait, von den arabischen Ölförderländern getroffene Entscheidung, *Öl als Waffe* einzusetzen, wird allgemein als Beginn einer neuen Ära der Energiewirtschaft und Energiepolitik angesehen, obwohl sich die Weltenergieversorgung schon in den vorangehenden

Jahren in Richtung auf eine krisenhafte Zuspitzung hinbewegte.

(1) Entgegen unisono vertretener Auffassung war die (erste) Ölkrise vorauszusehen, wenn auch nicht ihr präziser Zeitpunkt und ihr Ausmaß. Dazu waren die fünf Ursachen zu offenkundig:

- das rasche Anwachsen des Welt-Energieverbrauchs (1960 bis 1973: 5,4%/a);
- die stark voneinander abweichenden Raten des Pro-Kopf-Verbrauchs der verschiedenen Weltregionen; der Pro-Kopf-Verbrauch an Primärenergie liegt in den westlichen Industrieländern z.Zt. im Mittel etwa zwölfmal so hoch wie in den Entwicklungsländern;
- der steigende Anteil des Mineralöls am Weltverbrauch; damals und heute um 45% (Steigerungsgrate 1960 bis 1973: 8,3%/a);
- die verfehlte Energiepolitik der USA, die auch für dieses reiche Land zu einer immer stärkeren Abhängigkeit von Ölimporten führte;
- das Ausbleiben von Aktionen, die die im Ölbereich fast totale Abhängigkeit Westeuropas und Japans von Öleinfuhren hätten vermindern können.

Allein Westeuropa, Nordamerika und Japan verzeichneten 1973 ein Rohöldefizit von insgesamt mehr als 1,3 Mrd t.

(2) Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen ist die Hauptursache der fortdauernden Anspannung der Energieversorgungslage zu sehen, nämlich das kaum verändert wirksame konzertierte Vorgehen der Ölförderländer. Übersicht 59 gibt eine Aufgliederung der (Drittlands-)Einfuhren von Rohöl in die Europäische Gemeinschaft und in die Bundesrepublik. Alle in dieser Übersicht bezeichneten Länder, allein Osteuropa (die Sowjetunion) ausgenommen, gehören der 1960 in Bagdad gegründeten und in Wien domizilierten Organisation der Petroleum exportierenden Länder – der OPEC – an oder sind ihr assoziiert[41]. Dieses von den Regierungen dieser Länder getrage-

[41] Die 13 Mitgliedstaaten der OPEC sind (in Klammern der jeweilige Anteil an der OPEC-Förderung 1978/1979: Algerien (4,0/3,8%), Ecuador (0,6/0,7%), Gabun (0,8/0,6%), Indonesien (5,6/5,1%), Irak (8,2/11,1%), Iran (17,3/9,2%), Katar (1,6/1,6%), Kuwait (7,5/8,3%), Libyen (6,5/6,4%), Nigeria (6,5/7,2%), Saudi-Arabien (28,1/32,4%), Venezuela (7,4/7,4%) und die Vereinigten Arabischen Emirate (5,9/5,7%). 1980 erreichte Saudi-Arabien einen Förderanteil von 36,9%, der Iran fiel auf 5,5% zurück.

Übersicht 59: Herkünfte der Drittlandeinfuhren von Rohöl 1979 und 1980 in v. H.

	Europäische Gemeinschaft 1979		Bundesrepublik Deutschland[a] 1979		1980	
Drittlandeinfuhren	490,6	Mio t[e]	97,3	Mio t	83,3	Mio t
davon aus Mittel-Ost	67,1		48,8		50,8	
darunter						
Saudi-Arabien		30,9[b]		18,4		29,6
Irak		12,8		2,3		3,4
Kuwait		8,4		2,8		1,0
Iran		6,8[c]		11,8[d]		6,9
Emirate		6,0		7,8		7,7
andere Länder		2,2		1,7		2,2
aus Afrika	23,3		44,8		40,5	
darunter						
Algerien		3,9		10,0		7,5
Libyen		7,9		18,3		18,0
Nigeria		9,1		15,9		13,2
andere Länder		2,4		0,6		1,8
aus Osteuropa	4,1		4,6		3,4	
aus anderen Regionen	5,5		5,8		5,3	
insgesamt	100		100		100	

[a] nicht gerechnet sind die Rohöleinfuhren aus dem Vereinigten Königreich (11,8 Mio t in 1979 und 14,6 Mio t in 1980) und die Einfuhren von Mineralölerzeugnissen (Raffinerieprodukten) in einer Gesamtmenge von 41,0 Mio t in 1979 zu einem großen Teil aus den Niederlanden
[b] im Vorjahr 25,6%
[c] im Vorjahr 16,4%
[d] im Vorjahr 19,1%
[e] 1980: 411,7 Mio t (– 16,1%), davon Saudi-Arabien 36,7%, Irak 10,7% und Iran 2,7%.

ne Absatzkartell, das damit etwa 82% unserer Rohöleinfuhren kontrolliert, hat sich in jeder Hinsicht als wirksam erwiesen. Diese Übersicht 59 zeigt auch die bemerkenswerten Veränderungen unserer Ölversorgung: den wachsenden Anteil Großbritanniens und Saudi-Arabiens und die zurückgehende Abhängigkeit vom Iran und letztlich auch von Algerien und Nigeria. Deutschland führte 1980 9,6% weniger Rohöl ein als im Vorjahr. In den ersten neun Monaten von 1981 lagen die

Rohöleinfuhren um 18,2% unter dem vergleichbaren Vorjahresstand.

Der Zusammenhalt und die Erfolge der OPEC wurden durch die für die westlichen Länder ungünstige politische *Konfrontation mit den Ölförderländern* in Nahost und Nordafrika ermöglicht, welche in zeitlicher Folge in folgenden Ereignissen zum Ausdruck kommt: die im Jahr 1958 ausgesprochene Weigerung der Vereinigten Staaten, den Assuan-Staudamm zu finanzieren; das darauf folgende finanzielle und militärische Engagement der Sowjetunion in diesen Ländern; der »Sechs-Tage-Krieg« vom Juni 1967 und der am 6. Oktober 1973 begonnene »Jom-Kippur-Krieg«, den die arabischen Ölförderländer zum Anlaß nahmen, Öl als Waffe einzusetzen: Beschlüsse über eine allgemeine Einschränkung der Rohölförderung verbunden mit durchweg schnell wieder aufgehobenen Lieferboykotts gegenüber den Vereinigten Staaten, den Niederlanden, Portugal und Südafrika bei differenzierter Behandlung der übrigen Abnehmerländer. Die nach wie vor politisch gespannte Lage im Nahen Osten hat die Gefahr kriegerischer Auseinandersetzungen kaum geringer werden lassen, auch wenn Ägypten inzwischen das Lager gewechselt hat.

Aus diesen Ereignissen hat die Sowjetunion die Erkenntnis gezogen, daß sie den Konflikt endlos hinziehen könne, da sich die Vereinigten Staaten aus innerpolitischen Gründen stets für die Lebensinteressen Israels einsetzen müßten und der arabische Nationalismus damit automatisch in den Vereinigten Staaten und den mit ihnen verbündeten westeuropäischen Industrieländern seinen Hauptfeind sehe. Nur Frankreich hat ernsthafte Versuche unternommen, sich aus dieser Front zu lösen, ohne dabei allerdings viel zu erreichen.

Diese politische Konfrontation hat zur *Solidarisierung aller arabischen Ölförderländer* geführt, nicht nur der »progressiven« Länder Irak, Syrien, Libyen, Südjemen und Algerien, sondern auch der Feudalstaaten Saudi-Arabien, Kuwait und der Scheichtümer am Persischen Golf, deren Ausbruch aus dieser Front während des Jahres 1967 durch Hafenarbeiterstreiks verhindert wurde. Von den Hauptförderländern der östlichen Hemisphäre haben nur zwei nicht-arabische Länder, der Iran und Nigeria, ihre unabhängige politische Haltung bewahren können, Nigeria nur zeitweilig und der Iran nur bis zur Jahreswende 1978/79.

(3) Eine erste, zunehmend abgestimmte Aktion der OPEC

richtete sich gegen den Besitzstand der Ölgesellschaften in den Ölförderländern. Nach *Enteignungen* in Algerien, Libyen und dem Irak zeichnete sich zunächst bei den Ölgesellschaften die Tendenz ab, den Ölförderländern eine schrittweise von 20% auf 51% steigende *Beteiligung am Besitz* einzuräumen. Ein entsprechender Rahmenvertrag wurde im Oktober 1972 in New York zwischen den großen Ölförderländern Irak, Kuwait, Saudi-Arabien, Katar und Abu Dhabi geschlossen. Nach dem 6. Oktober 1973 sahen sich die Ölförderländer an die vorher getroffenen Abmachungen nicht mehr gebunden. Die neue Lage war gekennzeichnet durch weitere – vollzogene oder angekündigte – Enteignungen in Kuwait, den Emiraten am Persischen Golf, Venezuela und Saudi-Arabien. Eine vollständige Enteignung des Besitzes und der Förderrechte in den wichtigen Ölexportländern war abzusehen. Im Iran geschah dies bereits 1952 durch die Regierung Mossadegh.

Diese Entwicklung war nicht ohne Einfluß auf die Sicherheit der Versorgung der westlichen Industrieländer mit Erdöl. Die genannten Ölförderländer am Persischen Golf hatten sich zwar in dem Rahmenvertrag vom Oktober 1972 verpflichtet, die Versorgung nicht zu unterbrechen und die Förderkapazitäten entsprechend der steigenden Nachfrage auszuweiten, die einseitigen Förderbegrenzungen und Lieferbeschränkungen nach dem 6. Oktober 1973 haben die Glaubwürdigkeit dieser Zusage jedoch vermindert, wenn nicht gar in Frage gestellt.

Eine besondere Gefahr für die zukünftige Versorgung mit Erdöl liegt darin, daß die Ölgesellschaften zögern oder sich zurückhalten bei den notwendigen Investitionen zur Ausweitung der Förderung in jenen Ländern, die ihren Besitz und ihre Förderrechte ganz oder teilweise übernommen haben oder beanspruchen. Einige dieser Ölförderländer sind, sei es wegen ihres technologischen Rückstandes nicht in der Lage, sei es wegen ihrer Prosperität nicht darauf angewiesen, aus eigener Kraft die Förderung in dem gebotenen Maße auszuweiten.

Um diese Sorge zu verstehen, ist darauf hinzuweisen, daß, wie die Chase Manhattan Bank im Dezember 1972 feststellte, zwischen 1970 und 1985 in den nicht-kommunistischen Ländern etwa 1 Billion US-$ (nach dem damaligen Kurs sind dies 3,2 Billionen DM) in Prospektion, Förderung, Verarbeitung, Transport und Verteilung sowie für Schuldendienst, Betriebskapital und Dividenden investiert werden müssen. Dieser Finanzierungsbedarf ist seit 1972 nicht nur wegen der allgemei-

nen Teuerung angestiegen, sondern auch durch die versorgungspolitische Notwendigkeit, kostspieligere, ertragsschwächere und risikoreichere Ölvorkommen in anderen Regionen als dem Vorderen Orient zu erschließen.

(4) Eine zweite Aktion der Ölförderländer, nämlich durch *Fördereinschränkungen* und *Liefersperren* – vor allem gegenüber den Vereinigten Staaten und den Niederlanden – »Öl als Waffe« einzusetzen, hat sich, damals wenigstens, als weniger wirksam erwiesen. In der Tat ist es den Ölländern im Herbst 1973 und Winter 1973/74 nicht gelungen, Mineralöl auf dem westeuropäischen, nordamerikanischen und japanischen Markt wirksam zu verknappen. Tatsächlich hatten nur Saudi-Arabien, Kuwait, Libyen und Abu Dhabi ihre Förderung eingeschränkt, nicht aber der Iran, Venezuela, Nigeria und der Irak. Tiefgreifende politische Störungen, vor allem auch im Gefüge der Europäischen Gemeinschaft, sind aber nicht ausgeblieben. Daß es nicht zu folgenschweren Versorgungsschwierigkeiten kam, ist nicht zuletzt das Verdienst der internationalen Ölkonzerne, die durch abgestimmte Umdispositionen die Wirkungen der Lieferbeschränkungen, insbesondere den Lieferboykott gegenüber den Niederlanden, weitgehend unterlaufen haben und zugleich eine einigermaßen gleichmäßige Beschäftigung der Raffinerien sicherstellen konnten.

In diesem Zusammenhang ist von Interesse, daß aufgrund der Beschlüsse vom 17. Oktober und 28. November 1973 die arabischen Länder ihre Gesamtmonatsförderung bis zum Jahresende 1973 um 20 bis 25% gegenüber dem September 1973, dem letzten »Normalmonat«, verringert hatten. Im Laufe des Jahres 1974 ist die Förderung dann aber schrittweise – und unterschiedlich von Land zu Land – wieder angehoben worden. Im Ergebnis überstieg die Welt-Erdölförderung in den Herbstmonaten 1974 diejenige des September 1973 bei im ganzen gesunkener Nachfrage. Insbesondere hatte sich die Förderung einiger großer Ölexportländer – Iran, Saudi-Arabien, Irak, Abu Dhabi und Nigeria – gegenüber der Referenzzeit erhöht. Insgesamt übertraf die Weltölförderung 1974 das Vorjahresniveau um 0,8%.

(5) Die *aktuellen Aussichten der Versorgung* der westlichen Industrieländer *mit Öl* werden durch die folgenden Daten gekennzeichnet: Noch bis etwa Anfang 1980 ging die Internationale Energie-Agentur (IEA) davon aus, daß es genüge, die Netto-Öleinfuhren (einschl. Bunker) aller ihrer Mitgliedstaaten (al-

so ohne Frankreich, das der OECD, nicht aber der IEA angehört) bis 1985 auf 26,2 Mio B/d oder 1,31 Mrd t/a Öl (1,87 Mrd t SKE) zu stabilisieren. Noch vor wenigen Jahren, beispielsweise vom WAES geäußerte Vorstellungen, daß die OPEC ihre Förderung um etwa 50% erhöhen werde, sind längst überholt. Im Gegenteil, die inzwischen eingetretene Verknappung und Verteuerung des Öls zwang zu einer Revision auch des letzthin fixierten »Gruppenziels«: die Ministertagung der IEA stellte am 22. Mai 1980 fest, die Netto-Öleinfuhren in 1985 müßten nunmehr »beträchtlich unter diesem Ziel bleiben,

Übersicht 59a: OPEC-Förderung und Ölimportmöglichkeiten der OECD. Angaben in Mio t Öl

	1978	1979	1980	1985 Schätzung v. Okt. 1977	1985 Schätzung letzthin[a]
OPEC-Förderung	1525	1530	1510[e]	2000	1540
OPEC-Eigenbedarf	125	115	125	200	215
OPEC-Exportpotential	1400	1415	1385	1800	1325
Netto-Ölimporte der Nicht-OECD Länder der westlichen Welt[b]	135	165	160	180	90
Netto-Ölexporte der kommunist. Länder	65	40	20		20
Ölimportverfügbarkeit für die OECD-Länder[c]	1330	1300	1240	1850	1255[cd]

[a] IEA, Energy Policies and Programmes, 1979 Review, Paris 1980, S. 15 u. 56
[b] Nicht-OPEC-Entwicklungsländer sowie Südafrika, Israel usw.
[c] Diese Menge ist etwa 150 Mio t geringer als diejenige Menge, die dem am 11. 12. 1979 vom Verwaltungsrat der IEA gefaßten Kürzungsbeschluß zugrundelag: rund 1300 Mio t zuzüglich etwa 100 Mio t für Frankreich usw. In diesem Rahmen wurde der Bundesrepublik ein Öleinfuhrlimit für 1985 von 141 Mio t zuerkannt.
[d] Nach dem Beschluß der IEA-Ministertagung vom 22. 5. 1980 wurde die bis dahin für die IEA-Länder angesetzte Menge von rund 1300 Mio t um 200 Mio t, d.h. um etwa 15% gekürzt; einschließlich Frankreich, Finnland und Portugal ergibt dies etwa 1200 Mio t. Für 1990 wird nur noch mit 965 Mio t für die IEA-Länder gerechnet.
[e] Tatsächlich nur 1341 Mio t.

Quelle: IEA und eigene Rechnungen

um sowohl das vorhandene Einsparungspotential als auch die voraussichtlichen Ölliefermengen zu berücksichtigen«. Die Minister hielten es für möglich, die Einfuhrmenge um 4 Mio B/d zu senken. Das neue Gruppenziel wäre somit 22,2 Mio B/d oder 1,11 Mrd t Öl. Damit ergibt sich die aus Übersicht 59a ersichtliche Perspektive der Welt-Ölversorgung[42].

Auch die führenden Repräsentanten der OPEC warnen immer wieder vor einer Erdölknappheit ungeahnten Ausmaßes und mit nicht absehbaren Folgen, falls die Verbraucher ihre Nachfrage nicht mit allen Mitteln in Grenzen halten. Auf dem Anfang Oktober 1979 in Wien veranstalteten Seminar mit dem Thema »Die OPEC und der Energiemarkt der Zukunft« sprachen sowohl der OPEC-Vorsitzende und Erdölminister der Vereinigten Arabischen Emirate, Mana Said Otaiba, als auch der OPEC-Generalsekretär René Ortiz von einem permanenten Rohölmangel, der bereits innerhalb der kommenden zehn Jahre einsetzen könnte.

2.2.4.4 Der Ölpreis

(1) Am stärksten haben die Ölförderländer nicht so sehr durch die Enteignungen und auch nicht so sehr durch die Liefereinschränkungen gewirkt, sondern durch eine dritte Aktion, durch die abgestimmte drastische Heraufsetzung der *Preise*. Während die Rohölpreise ab Förderstelle noch bis Ende der 60er Jahre etwa den Grenzkosten der Förderung aller für die Versorgung in Betracht kommenden Ölausfuhrländer entsprachen und im Trend sanken, ist es Libyen durch eine drastische Einschränkung der Förderung 1971 erstmals gelungen, diese Regel zu durchbrechen. In der Folge verstanden sich alle OPEC-Länder zu einer gemeinsamen Preispolitik, wie dies in dem geschlossenen Auftreten dieser Länder bei den Verhandlungen in Teheran und Tripolis im Frühjahr 1971 und in Genf im Januar 1972 und im Juni 1973 ihren Ausdruck fand.

[42] Wie leicht zu erkennen ist, berücksichtigt diese Rechnung nicht, daß voraussichtlich auch die kommunistischen Länder ihre Nachfrage nach OPEC-Öl stark erhöhen werden. Die Ölförderung der Sowjetunion verfehlte das Plan-Soll für 1979 in Höhe von 593 Mio t um rund 10 Mio t. Nach einer im Herbst 1979 bekanntgegebenen Studie der CIA muß damit gerechnet werden, daß dieses Land seine Förderung bis 1985 auf 500 Mio jato zurückfahren wird. Dann entstünde für die Sowjetunion, die auch die übrigen kommunistischen Länder wesentlich versorgt, ein Netto-Importbedarf von 150 Mio jato. Ob die Erhöhung der sowjetischen Förderung zwischen 1979 und 1980 um 2,9% eine Wende einleitet, läßt sich noch nicht absehen.

(2) Die steile Aufwärtsentwicklung repräsentativer Rohölpreise seit 1970 ist aus Übersicht 60 abzulesen. Nicht der OPEC angehörende Staaten, wie Mexiko, Großbritannien und Norwegen, haben in der Vergangenheit durchweg die von der OPEC beschlossenen Preiserhöhungen mitgemacht. Die dieser Übersicht zugrundegelegte, in den USA gebräuchliche Maßeinheit »Barrel« – B – (Faß) entspricht 159 Litern. Bei Umrechnung in Tonnen Öleinheiten (OE) zu je 10000 kcal/kg ist sowohl der Heizwert (Rohöl zwischen 10000 und 10700 kcal/kg) als auch das spezifische Gewicht (Rohöl zwischen 0.80 und 0.97) zu berücksichtigen. Eine in den USA häufig verwendete hier durchweg übernommene Umrechnung ist:

$$\left.\begin{array}{l} 7{,}3\ \text{B} = 1\ \text{t OE} \\ 1\ \ \text{B} = 136\ \text{kg OE} \end{array}\right\} \quad \begin{array}{l} \text{somit } 1\ \text{B/d} = 50\ \text{t OE/a} \\ \qquad\qquad\ \ = 71{,}4\ \text{t SKE/a} \end{array}$$

Der Preis ab Verschiffungshafen am Persischen Golf für die charakteristische saudiarabische Qualität »Arabian Light« setzte sich im Herbst 1975 wie folgt zusammen (aufgrund bestimmter Annahmen errechnete Durchschnittswerte für Konzernöl einerseits und Rückkauföl andererseits):

	$/B	$/t
technische Förderkosten	0,24	1,75
Saudi-»Government Take«	11,04	80,59
Companies' Tax-Paid Costs	11,28	82,34

Die oben ausgewiesenen »technischen Förderkosten« sind von Vorkommen zu Vorkommen verschieden, liegen aber in den für die Versorgung Westeuropas in erster Linie in Betracht kommenden Fördergebieten durchwegs unter 0,50 US-$/Barrel d.h. unter 5% der den Abnehmern in Rechnung gestellten Preise (zum Vergleich: Westafrika 1 US-$/B und Nordsee 4 bis 7 US-$/B und z.T. wesentlich mehr). Diese Relation veranschaulicht nicht nur das erhebliche Preissenkungspotential für Erdöl aus Nahost und Nordafrika, sondern auch die für die Abnehmerländer verheißungsvolle Versuchung der Ölländer, ihre Förderung und ihren Absatz auszuweiten.

Bei der Umrechnung der auf Dollarbasis fixierten Rohölpreise in Deutsche Mark sind die früher nicht gekannten Schwankungen der Wechselkurse zu berücksichtigen. Der amtliche Devisenkurs hat sich – übrigens während langer Perioden floatend – gemäß Übersicht 61 entwickelt.

Gegenüber dem Stand unmittelbar vor der Ölkrise erhöhten

Übersicht 60: Entwicklung der Rohölpreise in US-$ je Barrel
7,3 B = 1 t

	Saudi-Arabien 34–35°	Libyen 40–41°	Irak 35°	Iran 34°
September 1970	1,04	1,41		
April 1973	1,69	2,55		
September 1973	1,91	3,01		
angekündigt vor dem 6. 10. 73	3,00	3,77		
Ende 1973	7,11	9,69		
vor September 1975	10,46	11,20		
ab Oktober 1975	11,51	12,32		
ab Januar 1977	12,09	13,92		
ab Juli 1977	12,70	14,20		
ab 1. Januar 1979[a]	13,34	14,59		
ab 1. April 1979[a]	14,54	15,90		
ab 1. Juli 1979[b]	18,00	23,50	19,96	22,00
ab 1. Oktober 1979[b]	18,00	26,22	21,96	23,50
ab 1. Januar 1980[c]	26,00	34,67	27,96	30,37
ab 1. April 1980	28,00	34,67	27,96	35,37
ab 1. Juli 1980[d]	28,00	36,78[e]	31,96	35,37
ab 1. Januar 1981[f]	32,00	41,00	35,96	37,00
dsgl. in DM/t (2,00 DM = 1 $)[g]	461,00	599,00	525,00	540,00
(2,50 DM = 1 $)	584,00	748,00	656,00	675,00

Anmerkungen s. nächste Seite

Am 30. 10. 81 beschlossen die OPEC-Länder, den bisher vor allem von Saudi-Arabien berechneten Grundpreis von 32 auf 34 $/B zu erhöhen und die Zuschläge für höhere Qualitäten und andere Herkünfte auf maximal 4 $/B zu begrenzen. Für bestimmte Sorten können Abschläge bis zu 2,50 $/B vorgenommen werden. Damit verengt sich das Preisband von bisher 32 bis 41 auf 31,50 bis 38 $/B. Diese für Saudi-Arabien ab 1. 10. 81 rückwirkende Regelung gilt bis Ende 1981. Saudi-Arabien sagte gleichzeitig zu, seine Förderung von 9,5 auf 8,5 Mio B/d zu verringern.

[a] Am 17. 12. 1978 beschlossen die Ölminister der OPEC-Länder in Abu Dhabi, die Ölpreise 1979 in vier Stufen von 12,70 S/Barrel auf am Jahresende 14,54 $/Barrel, also um 14,43% bis Ende 1979 oder um etwa 10% im Jahresdurchschnitt anzuheben. (zugrundegelegt ist die Qualität »Arabian Light« fob Persischen Golf). Dieser Beschluß wurde überrollt durch die am 27. 3. 1979 von den Ölministern in Genf beschlossene Heraufsetzung der Preise um 9%, die hinfort nicht mehr Festpreise sondern Mindestpreise waren.

[b] Die Ölminister der 13 OPEC-Länder vermochten sich bei ihrer Konferenz im Juni 1979 in Genf nicht auf einen einheitlichen Ölpreis zu einigen. Am 28. 6. 79 beschlossen sie, ab 1. Juli 1979 folgende Preise zu fordern:

- Saudi-Arabien, Katar und die Vereinigten Arabischen Emirate 18,00 $/B
- Algerien, Libyen und Nigeria 23,50 $/B
- der Iran und – mit möglichen Abweichungen – die übrigen OPEC-Länder 20,00 $/B

Bald darauf – per 1. Oktober 1979 – durchbricht dann Libyen als erstes OPEC-Land den festgesetzten Ölpreis von 23,50 $. Algerien und Nigeria folgen wenig später.

[c] Bei der OPEC-Ministerkonferenz im Dezember 1979 in Caracas versuchte das Gastgeberland Venezuela vergeblich, zu einem einheitlichen Preis zurückzukehren. Zuerst war an 24 und dann an 26 $ gedacht. Tatsächlich hat sich dann aber die Spanne zwischen dem niedrigsten Preis (Kuwait: 21.42 $) und dem höchsten (Libyen und Nigeria: 30 $) weiter vergrößert.

[d] Die OPEC-Ölminister beschlossen bei ihrem Treffen Anfang Juni 1980 in Algier, »in angemessener Zeit« zu einem einheitlichen Preis von 32 $ zu gelangen und für bessere Qualitäten Zuschläge bis zu 5 $ zu nehmen. Dies solle der erste Schritt auf dem Rückwege zu einem einheitlichen Preis sein. Zum 1. Juli 1980 erhöhten der Irak, Kuwait und andere Länder am Persischen Golf ihre Preise um jeweils 2 $, nicht aber Saudi-Arabien und der Iran. Saudi-Arabien folgte am 1. August 1980 und erreichte damit einen Preis von 30 $. Unter Einschluß einer sog. Explorationsprämie erhöhte Algerien seinen Preis von 33,- $ Anfang 1980 auf 38,21 $ im Juni 1980.

[e] 37° Es Sider.

[f] Preise aufgrund der Beschlüsse der OPEC am 16. Dezember 1980 in Bali. Die Preise wurden um durchschnittlich 9% heraufgesetzt und erreichen im gewogenen Mittel 34,78 $ und damit 168% mehr als Ende 1978 und 33% mehr als Ende 1979. Wegen des hohen Anteils leichter Öle liegt der Durchschnittspreis des von der Bundesrepublik bezogenen Rohöls etwa 2 $ über dem oben genannten Preis. Die vorangehende OPEC-Konferenz im September 1980 in Wien war wegen des irakisch-iranischen Konflikts ohne Ergebnis geblieben. Im Januar 1981 waren die durchschnittlichen offiziellen Verkaufspreise der Rohöle:

Saudi-Arabien	32,22 $/B
andere OPEC-Länder	37,11$/B
alle OPEC-Länder	34,94 $/B

[g] Bis Ende März 1979 führte die Abwertung des Dollars zu einer Verminderung der 1974 erreichten, in Deutsche Mark umgerechneten Rohölpreise fob Persischem Golf:

1974: 10,46 $/B; 1 $ = 2,65 DM; 202 DM/t
Anfang 1978: 12,70$/B; 1 $ = 2,15 DM; 199 DM/t
Anfang 1979: 13,34 $/B; 1 $ = 1,85 DM; 180 DM/t

Bei nur wenig geändertem Wechselkurs sind die DM-Preise dann aber in die Höhe geschnellt und haben damit, erstmalig seit 1974, auch für die bis dahin durch die Kursentwicklung begünstigte Bundesrepublik das Ölpreisproblem in voller Schärfe gestellt.

Übersicht 61: Entwicklung des Wechselkurses der Deutschen Mark gegen den amerikanischen Dollar

Zeitraum		Kurs
28. September 1949 bis 5. März 1961		4,20
6. März 1961 bis 26. Oktober 1969		4,00
27. Oktober 1969 bis Herbst 1971		3,66
19. Dezember 1971 bis 13. Februar 1973		3,22
Durchschnittskurs März bis Dezember 1973		2,59
Jahresdurchschnittskurs	1974[a]	2,59
Jahresdurchschnittskurs	1975	2,46
Jahresdurchschnittskurs	1976	2,52
Jahresdurchschnittskurs	1977	2,32
Jahresdurchschnittskurs	1978	2,01
Jahresdurchschnittskurs	1979	1,83
Jahresdurchschnittskurs	1980	1,82
1. Vierteljahr	1980	1,77
2. Vierteljahr	1980	1,81
3. Vierteljahr	1980	1,77
4. Vierteljahr	1980	1,91
1. Vierteljahr	1981	2,09
2. Vierteljahr	1981	2,28
3. Vierteljahr	1981	2,43
Juli	1981	2,43
August	1981	2,50
September	1981	2,36

[a] höchster Monatsdurchschnittskurs 2,84 im Januar 1974

Quelle: Monatsberichte der Deutschen Bundesbank

sich die in US-Dollar ausgedrückten Ölpreise fob (free on Board) Persischer Golf bis zum Sommer 1979 auf etwa das Sechzehnfache. Wegen der in dieser Hinsicht günstigen Entwicklung der Wechselkurse erreichte die Preiserhöhung ausgedrückt in deutscher Währung nur etwa das Elffache. Im absoluten Betrag und auch unter Berücksichtigung der inzwischen eingetretenen Geldentwertung übertrafen die Preisheraufsetzungen zwischen dem Jahresende 1978 und der Jahresmitte 1980 diejenigen zwischen 1973 und 1974. Umgerechnet in Deutsche Mark wurden die fob-Preise zwischen Dezember 1978 und Frühjahr 1981 um Prozentsätze zwischen 185 (Saudi-Arabien) und 230 (Libyen) heraufgesetzt.

(3) Der Durchschnittspreis für eingeführtes *Rohöl cif deutsche Grenze* überstieg im Juli 1979 erstmalig 300 DM/t[43,44]. Seine Entwicklung zeigt Übersicht 62.

Übersicht 62: Durchschnittspreise für Einfuhr-Rohöl cif deutsche Grenze

1960	66,60 DM/t	1975	223 DM/t
1970	60,10 DM/t	1976	244 DM/t
1971	76,60 DM/t	1977	244 DM/t
1972	72,20 DM/t	1978	211 DM/t
1973	82,20 DM/t	1979	278 DM/t
1974	224 DM/t	1980	456 DM/t
	Jan.–Okt. 1981: 623 DM/t (Juni 652; Okt. 614)		

In der gleichen Zeit veränderten sich die vom Statistischen Bundesamt ermittelten Verbraucherpreise ab Raffinerie für *schweres Heizöl* (HS) – bei Abnahme in Leichtern von mindestens 650 t ohne Mehrwertsteuer aber einschließlich Mineralölsteuer – entsprechend Übersicht 63. (Vgl. dazu auch die Mineralölbilanz der Bundesrepublik in 1979: Übersicht 63 a).

Nach wie vor liegt der Preis für schweres Heizöl einschließlich Mineralölsteuer ab Raffinerie somit weit unter dem Preis für Rohöl frei deutsche Grenze. (Im Dezember 1980 war der durchschnittliche Preis für Heizöl S in drei repräsentativen Mengenstaffeln 401 DM/t, zu vergleichen mit dem amtlich fest-

[43] Für 1975 kann die Durchschnittsfracht auf etwa 9 US-$/t veranschlagt werden unter der Annahme, daß 70% des Rohöls vom Persischen Golf und 30% aus Libyen bezogen wird; Grundlagen: AFRA LR 2 (Supertanker bei langfristigen Charterverträgen) und Worldscale 80 (Kosten der ölgesellschaftseigenen Frachter). Im Januar 1981 wurde für LR 2 Worldscale 78 notiert.

[44] Die vom Statistischen Bundesamt registrierten Erhöhungen der Einfuhrpreise für Rohöl folgen den Preissteigerungen ab Förderland mit einer gewissen Verzögerung. Dies liegt vornehmlich an den Transportzeiten. So verstreichen zwischen dem Tag der Förderung in Saudi-Arabien und dem Tag des Verkaufs des aus diesem Rohöl gewonnenen Benzins durchschnittlich 91 Tage, eine Zeitspanne, die sich wie folgt aufteilt:

Pipeline und Verladung im Förderland	4 Tage
Tanker bis Wilhelmshaven	31 Tage
Löschen und Lagerung	8 Tage
Pipeline zur Raffinerie	5 Tage
Verarbeitung und Lagerung i.d. Raffinerie	17 Tage
Binnentanker ins Großlager	20 Tage
Tankwagen zur Tankstelle	6 Tage

Übersicht 63: Entwicklung der Preise für schweres Heizöl

1972	84,62 DM/t	1977	211 DM/t
1973	89,92 DM/t	1978	191 DM/t
1974	187,73 DM/t	1979	247 DM/t
1975	185,44 DM/t	1980	341 DM/t
1976	204,09 DM/t	April 1981	510 DM/t

Quelle und Spezifikationen s. Text

Übersicht 63a: Mineralölbilanz der Bundesrepublik für 1979 in Mio t (in Klammern: Änderungen gegen das Vorjahr in v. H.)

Aufkommen			*Ablieferungen*		
Raffinerie-erzeugung[a]	118,2	(+ 11,2)	Inlandsabsatz	133,2	(+ 2,7)
davon aus			davon		
Rohöl[b]	109,6	(+ 11,8)	17,5% Motorbenzin	23,3	(+ 1,3)
Importprodukten	6,4	(+ 3,9)	10,1% Dieselkraftst.	13,4	(+10,3)
sonst. Quellen	2,2	(+ 0,3)	37,5% leicht. Heizöl	49,9	(− 0,4)
Aufkommen aus and. heimisch. Quellen	1,3	(+ 35,2)	16,8% schw. Heizöl	22,3	(+ 0,6)
Produktenimporte[c]	39,9	(− 9,5)	18,1% and. Produkte	24,3	(+ 8,5)
Umbuchungen	− 5,1	(− 21,9)	Raffinerie-Eigenverbrauch	8,4	(+ 9,0)
	154,4[e]	(+ 5,1)	Großbunker	3,0	(+ 3,7)
			Produktenexporte[c]	8,1	(+ 5,5)
				152,8[e]	(+ 3,2)

[a] Kapazitätsauslastung 69,8% (i. Vj. 63,0%)

[b] davon 4,3% aus heimischer Förderung und 95,7% aus Einfuhren

[c] einschl. Handel mit der DDR

[d] Die Aufteilung auf die verschiedenen Produkte ist von Land zu Land charakteristisch verschieden und begründet damit zugleich die Unterschiede in den Schwerpunkten der Öleinsparungspolitik. Für 1979 zeigt dies die folgende Gegenüberstellung der Volumenanteile in %:

	BRD	USA	GB	Japan
Motorenbenzin	17	38	23	11
leichtes Heizöl und Diesel	48	18	23	15
schweres Heizöl	17	15	29	41
andere Produkte	18	29	25	33
total	100	100	100	100

[e] Zwischen 1979 und 1980 verminderten sich

die Raffinerieerzeugung um	9,0%
die Produktenimporte um	6,2%
das Gesamtaufkommen um	10,4%
der Inlandsabsatz um	11,4%
darunter	
Dieselkraftstoff um	3,1%
leichtes Heizöl um	17,6%
schweres Heizöl um	9,3%
Motorenbenzin stieg im Absatz um	1,8%

Die ersten neun Monate von 1981 lagen im Mineralölverbrauch um 14,5% unter dem entsprechenden Vorjahresstand. Am stärksten war der Rückgang beim schweren Heizöl (24,7%).

Nach Petroleum Ecconomist (8/80) wurden in Deutschland 1979 rund 10% des (westlichen) Weltaufkommens an Mitteldestillaten (leichtes Heizöl und Diesel) verbraucht (deutscher Anteil über alle Produkte nur 5,3%). Andererseits vereinigten die USA im gleichen Jahr auf sich allein 54% des Weltverbrauchs an Motorenbenzin (US-Anteil über alle Produkte nur 34%).

gestellten durchschnittlichen Grenzübergangspreis für importiertes Rohöl von 520 DM/t.) Die Mineralölgesellschaften haben ihren Ertragsausgleich daher bei den anderen Produkten – leichtes Heizöl, Normalbenzin, Superbenzin – finden müssen. Übersicht 64 bringt eine aus den zahlreichen Informationen zusammengestellte »normierte« Aufwands- und Ertragsrechnung der deutschen Raffinerien für den Monat Mai 1979, die, was ausdrücklich hervorgehoben werden muß, eine Momentaufnahme ist und schon wegen der Bewegung der Ölpreise keine Aussage darüber erlaubt, wie sich die Lage der deutschen Raffinerien in Zukunft darstellen wird und ob, im ganzen gesehen, die deutsche Mineralölwirtschaft mit Verlust oder mit Gewinn arbeitet (bei einem Gewinn nach Steuern von 15 DM/t Rohöldurchsatz ist die Ertragslage einigermaßen ausgeglichen)[45].

[45] Die im Auftrage des Bundesministeriums für Wirtschaft vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln vorgenommene Analyse der Kosten- und Ertragsdaten der deutschen Mineralölindustrie für 1979 und 1980 führte zu den folgenden gewogenen Mittelwerten in DM/t:

	1979	1980
Nettoerlös	411.– DM	595.– DM
Produktionskosten	368.– DM	538.– DM
Verwaltungs- u. Betriebskosten	27.– DM	31.– DM
Ergebnis vor Steuern	16.– DM	– 14.– DM
Ertrag vor Steuern	17.– DM	+ 4.– DM
Ertrag nach Steuern	8.– DM	+ 2.– DM

Übersicht 64: Normierte Raffinerierechnung für Mai 1979

	alle Produkte	Hauptprodukte[b]			
Anteil am Raffinerieausstoß		schweres Heizöl 42%	leichtes Heizöl 37%	Normal-Benzin 10,5%	Super-Benzin 10,5%
Rohöleinstandspreis[a] DM/t	280,–				
Verarbeitungskosten	17,–[c]	10,–[c]	20,–[c]	20,–[c]	40,–[c]
Produktionskosten Dpfg/lit	25,7[d]	28	24,6	22	24
Tankstellenpreis Dpfg/lit	–	–	–	–	102,3
Mineralölsteuer u. Erdölbevorratung	–	–	–	–	55,4
Tankstellenprovision	–	–	–	–	6,5
Vertriebskosten bis Tankstelle	–	–	–	–	9
Nettoerlös der MinÖlGes.	28,3[d]	22[e]	35	27	31
Gewinn vor Steuern Dpfg/lit	+3	−6	10,4	5	7
ertragsabh. Steuern	−1,8	–	–	–	–
Gewinn nach Steuern	+1,2	–	–	–	–
dsgl. in DM/t	15,–	–	–	–	–

(4) Diese Überlegungen geben Anlaß zu der vieldiskutierten Frage, ob das Kartell der *OPEC* Bestand haben wird und wie sich die Ölpreise entwickeln werden. Elemente einer Antwort auf diese beiden Fragen geben die folgenden, vielfach nicht bekannten Aussagen.

(a) Jedenfalls bis zur Irankrise 1978/79 wurde die kurzfristig verfügbare Förderkapazität der OPEC nur zu einem Teil genutzt. Das ein Absinken der Preise verhindernde Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage wurde vor allem von dem wichtigsten und auf die Öleinnahmen zugleich am wenigsten angewiesenen Förderland eingestellt: von Saudi - Arabien (1979 31%, 1981 36% der OPEC-Förderung). Das OPEC-Kartell funktionierte somit vornehmlich dank der Absatzregulierung und der Preisführerschaft Saudi-Arabiens. Seine aus vielen politischen und ökonomischen Gründen maßvolle Preispolitik war damit das wohl wichtigste Element einer Politik der westlichen Industrieländer zur Stabilisierung ihrer Wirtschaft.

Wie diffizil diese Rolle ist, ergibt sich allein aus der Tatsache, daß die Ausfuhren der acht wichtigsten OPEC-Länder zwischen 1972 und 1979 sich völlig ungleich entwickelten; nämlich zwischen + 121% und − 38%. (Unter Einschluß des wegen des Irak-Iran-Konfliktes anomalen Jahres 1980 ergeben sich noch stärkere Verschiedenheiten.) Das sonst bei Kartellen übliche Referenzmengenkonzept blieb somit außer Anwendung und wäre auch nicht durchzusetzen gewesen.

Zu nebenstehender Übersicht

[a] einschließlich Verschiffung bis zu einem deutschen Hafen, Transport durch Rohrleitung bis zur Raffinerie und Verwaltungskosten

[b] insgesamt 95% des Raffinerieausstoßes, auf 100% hochgerechnet

[c] kostenproportionale Aufteilung

[d] nur die vier Hauptprodukte

[e] dies entspricht 227 DM/t oder 22,70 DM/Gcal; zum Vergleich: die deutschen Elektrizitätsversorgungsunternehmen zahlten vor der Ölkrise die folgenden Durchschnittspreise für schweres Heizöl einschl. Heizölsteuer frei Kraftwerk:

1971 etwa 90 DM/t oder 9 DM/Gcal
Frühjahr 1973 etwa 140 bis 150 DM/t oder 14 bis 15 DM/Gcal
im April 1981 lag der Preis ab Raffinerie ohne Mehrwertsteuer aber einschl. Mineralölsteuer über 500 DM/t oder 50 DM Gcal.

Verschiedene Quellen und Direktinformationen

Saudi-Arabien	+ 121%
Irak	+ 85%
Algerien	+ 67%
Abu Dhabi	+ 65%
Nigeria	+ 32%
Libyen	− 24%
Venezuela	− 37%
Iran	− 38%
OPEC im Mittel	+ 23%

(b) Aus den obengenannten Gründen war der OPEC-Ölpreis bis Ende 1978 auch nicht der Preis, der zu einer maximalen Rendite führte. Er kam eher schon dem nicht exakt errechenbaren Preis nahe, der unter Berücksichtigung aller weltwirtschaftlichen und wohl auch weltpolitischen Folgewirkungen den OPEC-Ländern eine möglichst günstige Rendite verschafft. Die einflußreichsten dieser Länder – voran Saudi-Arabien – hatten damals durchaus eingesehen, daß sie die ersten Opfer einer durch Ölpreiserhöhungen ausgelösten Weltwirtschaftskrise werden würden.

(5) Alles dies ist seit den Ereignissen im Iran, d.h. seit der Jahreswende 1978/79 in Frage gestellt. Auf die Auswirkung dieser für die Weltenergiewirtschaft möglicherweise folgenschwersten Umwälzung wird unten eingegangen werden. Soviel sei hier aber schon festgestellt: Wenn die Politik und nicht mehr die wirtschaftliche Vernunft die Höhe der Ölpreise bestimmt, wird die Zukunft ganz anders verlaufen als man sich dies bis dahin vorgestellt hatte.

2.2.4.5 Die Irankrise und ihre Folgen

Der durch Streiks und Massendemonstrationen in den letzten beiden Monaten des Jahres 1978 eingeleitete Umsturz im Iran, insbesondere die durch den Sturz des Schah markierte politische Neuorientierung dieses Landes demonstrierten mit dramatischer Deutlichkeit, daß energiewirtschaftliche Überlegungen durch politische Ereignisse über den Haufen geworfen werden können. Beunruhigend ist dabei vor allem, daß man den Iran bis dahin zu den politisch gefestigten, an dem Ausbau ihrer Ölindustrie nachhaltig interessierten Staaten rechnete, d.h. zu den Staaten, die wegen ihres ausgeglichenen Handels mit den Ländern des Westens ihre Öllieferungen unter keinerlei Umständen einstellen werden.

Das Gewicht der Ölförderung und der Öllieferungen des Iran zeigt die folgende Tabelle:

	1977	1978	1979	1980
Anteil an der Weltförderung	9,3%	8,4%	4,5%	2,4%
Anteil an der OPEC-Förderung	18,1%	17,4%	9,2%	5,9%
Anteil an der EG-Versorgung	14,7%	14,8%	7,0%	2,2%
Anteil an den deutschen Importen	15,9%	18,1%	10,8%	5,9%

Die beiden großen multinationalen Mineralölkonzerne mit Sitz in Europa, SHELL und BP, sind durch die Ereignisse im Iran ungleich stärker betroffen als ihre fünf amerikanischen »Schwestern«.

Über viele Jahre hinweg war der Iran einer der wichtigsten Wirtschaftspartner der westlichen Industrieländer. Die Bundesrepublik war nach Japan und den USA noch 1978 der wichtigste Außenhandelspartner des Iran. Mit einer Exportsumme von 6,8 Mrd DM und einer Importsumme von 4,2 Mrd DM stand der Iran unter den Kunden an 10. und den Lieferanten an 12. Stelle[46].

Die kürzerfristig durch die Ereignisse im Iran ausgelösten Konsequenzen lassen sich in *fünf Feststellungen* zusammenfassen:

(1) Die volle Ölförderung dieses Landes wird kaum wieder erreicht werden. Dafür sind die durch Sabotage und mangelnde Wartung eingetretenen Schäden zu groß. Zudem ist fraglich, wie sich die Ölarbeiter zu Lieferungen an Abnehmer in westlichen Industrieländern stellen werden. Der erste neue, aber schon Ende September 1979 amtsenthobene und rechtzeitig geflohene Präsident der staatlichen Erdölgesellschaft des Iran, Hassan Nasih, erklärte dann auch Anfang März 1979, daß die Tagesproduktion auf 3 Mio Barrel (150 Mio t/a) eingestellt wurde, d.h. auf etwa die Hälfte der Förderung, die vor dem Umschwung abgesetzt wurde (1977 282 Mio t). Tatsächlich sind in den dieser Erklärung folgenden 12 Monaten täglich 3,6 Mio Barrel – insgesamt 180 Mio t – gefördert worden. Derzeit noch (1981) sind die übrigen OPEC-Länder in der Lage und bereit, diese Ausfälle auszugleichen. Vor allem fällt ins Gewicht, daß Saudi-Arabien seine Tagesförderung inzwischen auf

[46] Die für die KWU aufgeworfenen Probleme, die mit dem inzwischen eingestellten Bau des Kernkraftwerks Bushir am Persischen Golf verbunden waren, werden an anderer Stelle behandelt.

fast 10 Mio Barrel (das entspricht 500 Mio jato) erhöhte. Tatsächlich wurden 1980 495 Mio t erreicht. In den Vorjahren 1976, 1977, 1978 und 1979 waren es nur 429, 458, 422 und 475 Mio t.

(2) Wie erinnerlich, beschlossen die Ölminister der OPEC-Länder am 17. Dezember 1978 in Abu Dhabi, übrigens gegen die Bedenken Saudi-Arabiens, die Ölpreise im Laufe des Jahres 1979 in vier Stufen zunächst um 5% und bis zum Jahresende um 15% anzuheben, so daß sich im Jahresdurchschnitt ein Mehrerlös von 10% gegeben hätte (vgl. Übersicht 60). Dieser Beschluß ist durch die Kettenreaktion auf die Ereignisse im Iran überrollt worden: Schon am 27. Mai 1979 einigten sich die Ölminister der OPEC in Genf, die Preise zunächst um 9% anzuheben, und was wichtiger ist, die OPEC-Preise künftig nicht mehr als Festpreise, sondern als Mindestpreise anzuwenden. Dies veranlaßte im Frühjahr 1979 einige Ölförderländer »Qualitätszuschläge« oder Aufpreise für Zusatzlieferungen zu berechnen, die zu einer im Ergebnis beachtlichen Erhöhung des Niveaus der Ölpreise führten.

Nicht zuletzt in der Erkenntnis, daß die eingetretene Preisanarchie den Bestand des OPEC-Kartells gefährde, versuchten die Ölminister der OPEC-Länder bei ihren Konferenzen im Juni 1979 in Genf, im Dezember 1979 in Caracas und im Juni 1980 in Algier zu einheitlichen und möglichst auch verbindlichen Preisen zurückzufinden. Diese Versuche sind nur zu einem Teil gelungen. Vor allem wegen des Widerstandes Saudi-Arabiens blieb es bislang bei gespalteten Ölpreisen. Die Standardqualität »Arabian Light« kostet derzeit (Mitte 1981) zwischen 32 $/B (Saudi-Arabien) und 37 $/B (Iran). Die afrikanischen Ölländer Algerien, Libyen und Nigeria fordern höhere Preise, etwa 40 $/B. Etwa 35 $/B berechnen Großbritannien und Norwegen für ihr Nordseeöl (vgl. Übersicht 60). Gegenüber dem Stand Ende 1978 erhöhten sich damit die Preise im absoluten Betrag wesentlich stärker als zwischen 1973 und 1974 – eine nicht erwartete Herausforderung an die ölverbrauchenden Industrie- und Entwicklungsländer.

Zumindest im gegenwärtigen Zeitpunkt – Mitte 1981 – ist sicher, daß Saudi-Arabien seine mäßigende Rolle nur recht begrenzt spielen kann. Dabei ist zu berücksichtigen, daß dieses Land bei nur 5,5 Millionen Einwohnern trotz seiner ausgezeichnet ausgerüsteten 45 000 Mann-Armee (Haushalt für Verteidigung und innere Sicherheit über 25 Mrd DM) seine ihm durch den Umschwung im Iran zugefallene Aufgabe als Ord-

nungsmacht am Persischen Golf nur im Rahmen der gesamtarabischen Solidarität auszuüben vermag. So erklärt sich, warum Saudi-Arabien dem ägyptisch-israelischen Friedensschluß die Zustimmung versagte und zum »arabischen Frontstaat« wurde. In Übereinstimmung mit dieser politischen Linie erklärte der noch am meisten auf Mäßigung bedachte saudi-arabische Ölminister A. Yamani im Juni 1979, eine Steigerung der Öllieferungen seines Landes »hänge von einer annehmbaren Lösung des Nahost-Problems ab«.

In welchem Maße sich die Preispolitik der OPEC geändert hat, zeigt auch die Erklärung des nach dem Umsturz eingesetzten ersten neuen Präsidenten der National Iranian Oil Corporation (NIOC) vom März 1979, der Iran werde nunmehr ein militantes Mitglied der OPEC sein und Öl, wenn immer möglich, zu Preisen verkaufen, die über den OPEC-Preisen liegen, d.h. die von der OPEC festgesetzten und verkündeten Preise als Mindestpreise ansehen.

(3) Wie bereits hervorgehoben wurde, führte die wenigstens vorübergehende Aufhebung der OPEC-Preisbindung nach oben zu einer wahren Anarchie der Ölpreise. Noch wesentlich stärker als die in Übersicht 60 verzeichneten Preise für Langzeitkontrakte erhöhten sich – und schwankten – die Preise für »spot«-Mengen. Am *»Rotterdamer Markt«* wurden für Rohöl im ersten Halbjahr 1979 Preise bis 35 US-$ gefordert und gezahlt. Diese Preise gingen dann ab Mitte Juni aber wieder zurück, um bis Dezember 1979 erneut anzusteigen, diesmal bis 45 US-$ für freie Lieferungen der iranischen Ölgesellschaft NIOC. Nach der OPEC-Konferenz im Juni 1980 in Algier wichen die spot-Preise für Rohöl nur noch wenig von den Kontraktpreisen ab. Im Mai 1980 lagen sie etwa 5 US-$ darüber. Im zweiten Halbjahr 1980 hat selbst der Irak-Iran-Konflikt nicht zu stärkeren Abweichungen der spot-Preise geführt, ein Zeichen dafür, daß der Markt reichlich versorgt war. Gegenwärtig (Mitte 1981) liegen die spot-Preise etwa auf der Höhe der Preise für saudi-arabische Lieferungen, d.h. durchweg unter den Preisen anderer Herkunft.

Die vorübergehend starken Preissteigerungen für spot-Lieferungen waren vor allem auf die Angebotsverknappung durch zeitweiligen Ausfall und längerfristige Verringerung der Lieferungen aus dem Iran zurückzuführen, aber auch darauf, daß Südafrika und Israel, die bis zum Umsturz aus dem Iran versorgt wurden, nunmehr auf eine Versorgung aus kurzfristig frei

verfügbaren Mengen angewiesen sind. Die Preisunruhe wurde im übrigen dadurch verstärkt, daß die USA für die Zeit zwischen dem 6. Mai und dem 31. Oktober 1979 Heizöl- und Dieselöleinfuhren mit 5 US-$/B subventionierten, um auf diese Weise das inneramerikanische Preisniveau niedrig zu halten, wie schließlich auch dadurch, daß die Vereinigten Staaten ihren Markt seit dem November 1979 für Öl aus dem Iran verschlossen und deshalb zu einem Teil auf den spot-Markt ausgewichen sind.

Diese Bewegungen auf dem Rotterdamer Markt haben Zweifel geweckt, ob die Marktgesetze beim Öl funktionieren und haben folgerichtig dann auch regelnde Eingriffe nahegelegt. Anlaß zur Kritik gaben vornehmlich die die privaten Haushalte in besonderem Maße belastenden Erhöhungen der Preise für leichtes Heizöl. Diese Preise stiegen zeitweilig und regional auf über 60 DM je 100 Liter, verglichen mit einem Preis von etwa 30 DM bis Ende 1978. Ende 1981 kostete leichtes Heizöl frei Verwendertank um 75 DM je 100 Liter (plus 13% MWSt). Die Bundesrepublik hat sich den Bestrebungen, den Rotterdamer Markt zu regulieren, – bislang – widersetzt, weil sie als Folge derartiger Interventionen eine Verschlechterung der Versorgungsmöglichkeiten erwartete und erwartet. (In den vergangenen Jahren wurden etwa 35% der in der Bundesrepublik verbrauchten Raffinerieprodukte vor allem aus den Niederlanden eingeführt.) Es ist auch zu bedenken, daß die hohen Preise für spot-Lieferungen einige Ölförderländer veranlaßt haben, zusätzliche Mengen, z.T. auch aus langfristigen Kontrakten abgezweigte Mengen, als kurzfristige Lieferungen anzubieten, mit dem Ergebnis eines zeitweiligen Überangebots und damit einer Stabilisierung der Preise auf diesem Markt.

(4) Auf Grund alter Beschlüsse der OECD sind in allen westlichen Industrieländern Pflicht*vorräte* an Mineralöl eingelagert worden, die den Bedarf von wenigstens 65 Tagen decken können (Ende 1978 entsprach die tatsächliche Vorratsmenge für alle IEA-Länder von 332 Mio t einem Verbrauch von 70 Tagen und Ölimporten von 120 Tagen[47]. Seitdem wurden diese Mengen

[47] Wie die Deutsche SHELL in einer Anfang September 1979 bekanntgegebenen Untersuchung feststellt, sind die Weltbestände an Mineralöl außerhalb des Ostblocks und von China von gegenwärtig etwa 500 Mio t entsprechend einem Verbrauch von 70 Tagen erheblich niedriger als dies wünschenswert wäre. Um sowohl die normale Versorgungskette zwischen Bohrloch und Vebraucher aufrechtzuerhalten, als auch über Reserven für jahreszeitliche Schwankungen und

beträchtlich erhöht). Die vorgeschriebenen Mindestvorräte können nur auf Grund von Entscheidungen der Regierungen angegriffen werden. Im Mai 1980 kamen die Vorräte der OECD-Länder einem Verbrauch von 116 Tagen gleich, d.i. etwa einem Monatsverbrauch mehr als die inzwischen auf 90 Verbrauchstage aufgestockte Notstandsreserve der OECD. Bisher blieb diese Reserve ungeschmälert.

Das Bundesministerium für Wirtschaft teilte am 6. November 1980 mit, die Rohölvorräte erreichten derzeit 41 Mio t, dies entspräche einer Reichweite von 131 Tagen (im September 1981 sogar von 142 Tagen). Hinzu kämen noch 27 Mio t Lagerbestände an Heizöl bei Industrie, Gewerbe und Privathaushalten.

(5) Gemäß dem von der IEA 1974/75 geschaffenen *»Krisen-Management«* löst ein »Notfall« (ein Lieferausfall von wenigstens 7%, der bislang deshalb nicht erreicht wurde, weil die übrigen Ölländer verstärkt lieferten) eine automatische Solidaritätsaktion zur Sicherung der Ölversorgung aus, zu welcher die USA zugesagt haben, im Rahmen eines »Sharing« ihre nationalen Ressourcen zur Verfügung zu stellen[48]. Es bestand bislang kein Anlaß, diesen Mechanismus in Gang zu setzen, so daß gelegentlich geäußerte Zweifel an seiner Wirksamkeit weder bestätigt noch widerlegt werden konnten.

2.2.4.6 Der Weltwirtschaftsgipfel in Tokio und seine Folgen – Ausblick

(1) Von besonderer Bedeutung für die Energieversorgung der westlichen Industrieländer und damit auch für die Energiepolitik dieser Länder war der am 2. März 1979 auf amerikanischen Vorschlag hin von der Internationalen Energie-Agentur (IEA) in Paris gefaßte Beschluß, im Jahre 1979 die Nachfrage nach Öl um 2 Mio B/d, d.i. 100 Mio jato gegenüber dem Stand im Vorjahr zu verringern. In der Sprache der Europäischen Gemeinschaft, die diesen Beschluß in der Sitzung des Europäischen Rats am 12./13. März 1979 in Paris übernahm, heißt dies: »Die Mitgliedstaaten bekräftigen die Verpflichtung, die sie 1978 in Bremen eingegangen sind, den Abhängigkeitssatz der Gemeinschaft von Energieeinfuhren im Jahre 1985 auf 50% zu

für etwaige Lieferunterbrechungen zu verfügen, müßten die Vorräte bis zur Jahreswende auf 580 Mio t aufgestockt werden.

[48] Der komplizierte Krisenmechanismus sowohl der IEA als auch der EG ist näher beschrieben in P. Roggen, Die Internationale Energie-Agentur, Bonn, 1979.

verringern. Die Gemeinschaft wird zu diesem Zeitpunkt ihre Erdöleinfuhren auf das 1978 erreichte Niveau begrenzen. Die Gemeinschaft und ihre Mitgliedstaaten werden 1979 eine Politik zur Verringerung des Erdölverbrauchs auf 500 Mio t, d.h. etwa 25 Mio t weniger als vorgesehen, fortsetzen.«

Der im März 1979 in Paris von der IEA gefaßte und für die EG vom Europäischen Rat bestätigte Beschluß hat der Energiepolitik der westlichen Industrieländer eine neue Wende gegeben. Er lieferte die Grundlage für die einschneidenden und folgenschweren Entscheidungen des Europäischen Rates in Straßburg und der Gipfelkonferenz in Tokio, beide im Juni 1979.

Bei der Tagung des Europäischen Rats am 21. und 22. Juni 1979 in Straßburg wurde der Pariser Beschluß übernommen und bestätigt, obwohl den Politikern zu diesem Zeitpunkt bereits bewußt war, daß die beabsichtigte Verminderung des Ölverbrauchs dem Verbrauchstrend zuwiderläuft (danach müßte der Ölverbrauch um 25 Mio t ansteigen) und die ungünstige Temperatur in den ersten Monaten zusätzliche Mengen an Öl erfordert hatte. Der Beschluß von Straßburg war damit die Grundlage der Beratungen der *Gipfelkonferenz* wenige Tage später am 28. und 29. Juni 1979 *in Tokio.* Auf dieser Konferenz verpflichteten sich die Staats- bzw. Regierungschefs Kanadas, der Bundesrepublik Deutschland, Frankreichs, Italiens, Japans, des Vereinigten Königreichs und der Vereinigten Staaten von Amerika, bis 1985 die Öleinfuhren unter dem 1978 (USA 1977) erreichten Niveau zu halten und die anderen Industrieländer aufzufordern, sich selbst ähnliche Ziele zu setzen. Zugleich kam man – ähnlich wie bereits in Straßburg – zu den als Absätze 3 und 4 von Ziffer 3 in die Schlußerklärung aufgenommenen Feststellungen: »Ohne eine Ausweitung der Kernenergie in den nächsten Jahrzehnten wird es schwer sein, Wirtschaftswachstum und höhere Beschäftigungszahlen zu erreichen. Diese Ausweitung muß unter Bedingungen erfolgen, die die Sicherheit der Bevölkerung gewährleisten. Wir werden bei der Erreichung dieses Zieles zusammenarbeiten. ... Wir bekräftigen die auf dem Bonner Gipfel erzielte Vereinbarung über die zuverlässige Lieferung von Kernbrennstoff und über die Verringerung der Gefahr einer Verbreitung von Kernwaffen auf ein Mindestmaß.«

(2) Die Durchsetzung der völkerrechtlich unverbindlichen Ölbeschlüsse von Tokio bereitete dann aber außerordentliche Schwierigkeiten. Präsident J.Carter kehrte – übrigens vorzeitig

– in ein durch die Störungen der Versorgung mit Gasolin aufgewühltes Land zurück und begab sich zunächst einmal in eine etwa einwöchige Klausur nach Camp David, deren greifbares Ergebnis der Rücktritt der Mehrzahl der Regierungsmitglieder am 7. Juli 1979 war, vor allem auch des Energieministers J. R. Schlesinger (Nachfolger: Charles Duncan). In seiner am 15. Juli 1979 in Kansas City gehaltenen Rede an die Nation verkündete J. Carter dann sein neues Regierungsprogramm mit folgenden Hauptpunkten: Halbierung der Öleinfuhren bis 1990; Ölimportquoten in 1979 und 1980, um die Öleinfuhren unter dem 1977 erreichten Niveau zu halten; ein massives Programm zur Entwicklung »synthetischer Brennstoffe«; eine »Energie-Sicherheitsgesellschaft«, die neue Energievorhaben finanzieren soll; eine »Solarbank« zur Entwicklung der Sonnenenergie; ein »Energie-Mobilisierungsrat«, um sicherzustellen, daß wichtige Energievorhaben nicht an der Bürokratie oder am Widerstand von Umweltschutzgruppen scheitern, und schließlich ein Appell an die amerikanische Bevölkerung, durch freiwillige Einsparungsmaßnahmen zur Verringerung der Ölimporte beizutragen.

Offenbar um seinen zu diesem Zeitpunkt außerordentlich niedrigen Popularitätsgrad nicht noch weiter absinken zu lassen, ging Carter in seiner Rede aber auf zwei von ihm in Tokio gebilligte brisante Beschlüsse nicht ein: die Heraufsetzung der inneramerikanischen Ölpreise auf das Weltmarktniveau und die weitere Entwicklung der Kernenergie. Die Begrenzung des Energieprogramms auf die erwähnten Aktionen zeigt, daß Carter offenbar auch nicht erwartete, es wäre möglich, die Gewinnung von Erdöl, Erdgas und Kohle in den USA wesentlich zu steigern.

Gegen die Widerstände vor allem im Kongreß ist es Carter damals nicht gelungen, dieses Energieprogramm in einem Maße durchzusetzen, das ausreichende Wirksamkeit erwarten ließ. Immerhin hat aber die krisenhafte Zuspitzung der Beziehungen zum Iran beide Häuser des Kongresses veranlaßt, das Kernstück des Carterschen Energieprogramms zu verabschieden, nämlich rund 20 Mrd. Dollar für die Entwicklung synthetischer Brennstoffe bereitzustellen.

(3) Auch in den anderen westlichen Industrieländern wurden die in Tokio gefaßten Beschlüsse nur unzureichend verwirklicht. Verglichen mit dem Vorjahr hat sich der Ölverbrauch 1979 im OECD-Raum durchweg nicht vermindert sondern er-

höht. In der gleichen Zeit verstärkten die OECD-Länder insgesamt ihre (Netto-)Importe.

Angesichts der enttäuschten Sparerwartungen in den ersten Monaten des Jahres 1979 hießen die für Energiefragen zuständigen Minister der sieben führenden westlichen Industriestaaten am 26. September 1979 in Paris die *Festlegung konkreter nationaler Importziele* für 1985 gut. Daraufhin einigte sich der Ministerrat der EG im September und Oktober 1979, dafür zu sorgen, daß die Netto-Ölimporte der großen Mitgliedstaaten 1980 und 1985 die folgenden Mengen in Mio t nicht überschreiten:

	1978	1980	1985
Deutschland	(138,5)	143	141
Frankreich	(111)	117	111
Italien	(95)	103,7	124

Großbritannien durfte 1980 netto 11,7 Mio t importieren und sollte 1985 netto 5 Mio t exportieren.

Die in der Zwischenzeit verschlechterte Versorgungslage veranlaßte den Direktionsrat der IEA am 12. Oktober 1979 in Paris zu der Feststellung, die Produktion der OPEC werde sich bis 1985 nicht wesentlich erhöhen; eine weitere, über das von den Energieministern bisher beschlossene Sparziel hinausgehende Verminderung der Ölimporte sei daher notwendig. Diese Perspektive wurde dann auf der Ministertagung des Verwaltungsrats der IEA am 22. Mai 1980 konkretisiert: die unter dem Vorsitz des deutschen Wirtschaftsministers Graf Lambsdorff tagenden Minister kamen überein, das bislang akzeptierte »Gruppenziel«, eine Limitierung der Netto-Ölimporte in 1985 auf 1310 Mio t, beträchtlich zu unterschreiten. Genannt wurde eine Menge von 200 Mio t, d.h. eine Reduktion um 15%. Dieses Mengenziel stimmt etwa überein mit den im Dezember 1980 von der IEA genannten 23 Mio B/d. (vgl. dazu S. 231).

(4) Bei dieser Lage stand die *Gipfelkonferenz in Venedig* am 22. und 23. Juni 1980 ganz im Zeichen der Bemühungen der Staats- und Regierungschefs der »Sieben Großen«, den Ölverbrauch zu senken. Sie kamen überein

- keine neuen Ölkraftwerke für den Grundlastbedarf zu bauen;
- die Anreize zur Substitution von Öl zu verstärken;
- die Investitionen zur Einsparung von Öl bei Wohn- und Geschäftsgebäuden zu fördern;
- den spezifischen Ölverbrauch der Kraftfahrzeuge zu senken;

alles dies mit dem Ziel, bis 1990 den Anteil des Erdöls am Primärenergieverbrauch von damals 53% auf etwa 40% zu vermindern.

Erst seit Beginn des Jahres 1980 zeichnen sich erste aber deutliche Erfolge in dem Bemühen ab, Öl rationeller zu verwenden, vornehmlich aus zwei Gründen: wegen des unerwartet tiefen Konjunktureinbruchs und weil die stark gestiegenen Preise für Ölprodukte zur Sparsamkeit zwingen. Der Ölverbrauch in den der IEA angeschlossenen Ländern lag 1980 um 7,1% unter dem Vorjahresstand. Für 1981 wird eine Verminderung um 3,4% erwartet. Die Bundesrepublik importierte 1980 netto nur 127,3 Mio t, d.h. 11,6% weniger als im Vorjahr und blieb damit deutlich unter dem am 26. September 1979 in Paris festgelegten Importziel von 143 Mio t für 1980. Die verschiedenen Ölpreissteigerungen hatten aber zur Folge, daß sich die deutsche Ölrechnung zwischen 1979 und 1980 um ein Drittel auf etwa 63 Mrd DM erhöhte. Die im Dezember 1980 beschlossenen Preiserhöhungen um – für Deutschland – etwa 3,50 auf 37 $/B wirkt sich erst ab 1981 aus. Die hohe Ölrechnung und nicht eine etwaige Versorgungsunterbrechung ist derzeit das größere Problem. Hier mag dahingestellt bleiben, ob und inwieweit diese Verbrauchsminderung auch auf den milden Winter und auf die deutlich nachlassende Konjunktur zurückzuführen ist.

(5) Die im September 1980 begonnenen militärischen Auseinandersetzungen zwischen dem *Irak* und dem *Iran* am Schatt-el-Arab stellten die westlichen Industrieländer vor neue Ölversorgungsprobleme. Mit der zunächst völligen Einstellung aller Öllieferungen aus diesen beiden Ländern fiel, sowohl für die westliche Welt als auch für die Bundesrepublik allein, etwa ein Viertel der traditionellen Versorgung (wie bis 1978) aus. Die Lieferungen wurden in der Folgezeit langsam und in recht begrenztem Umfang wieder aufgenommen: in den ersten fünf Monaten von 1981 erreichte der Irak 0,8 Mio B/d und der Iran 1,5 Mio B/d, das entspricht einer Jahresrate von zusammen nur 115 Mio t (1978: 395 Mio t). Die Folgen für die Versorgung waren gleichwohl gering; dies aus drei Gründen:

- Der Lieferausfall fiel zusammen mit dem weltweiten Konjunktureinbruch und ersten Erfolgen von überall eingeleiteten Sparaktionen.
- Saudi-Arabien erhöhte seine Tagesförderung über die mitgeteilten 8,5 Mio B/d (d.s. auf das Jahr gerechnet 425 Mio t) hinaus auf 9 bis 10 Mio B/d (Januar bis Mai 1981: 10,2 Mio B/d)

– Angesichts der außerordentlichen Preissteigerungen gab die IEA im Dezember 1980 den Mitgliedstaaten den Rat, vorübergehend auf Vorräte zurückzugreifen: Von Herbst bis zum Ende 1980 verringerten sich die Vorräte in den IEA-Ländern um 20 aud 440 Mio t. Die IEA erwartet eine weitere Verminderung auf 410 Mio t bis zum April 1981. Dies wäre dann ein etwas größerer Vorrat als zwei Jahre vorher.

(6) Trotz der hier registrierten enttäuschenden Folgen der bisher gefaßten Beschlüsse ist der Autor der Auffassung, daß die durch den Umschwung im Iran ausgelöste Krise in der Versorgung der westlichen Welt mit Öl *kurzfristig* gemeistert werden kann, wenn die Politiker die gebotenen nicht einfachen Entscheidungen rechtzeitig treffen. Im Vergleich hierzu sind aber die *mittel- und langfristigen* Probleme der Energieversorgung sehr viel schwerer zu lösen. Sie erfordern von den Politikern auch den Mut zu unpopulären Entscheidungen, nicht zuletzt auch auf dem Gebiete, das diesem Buch den Titel gegeben hat. Vor allem aus zwei Gründen wird die Lage mittel- und langfristig sehr viel schwieriger.

(a) In dem Maße, in welchem die Ölversorgung nicht nur aus dem Iran unsicher bleibt, wird das ohnehin labile Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage mittel- und längerfristig noch mehr in Frage gestellt. Alle bis dahin schon geäußerten Erwartungen einer langfristigen Verknappung des Ölangebots werden damit zur zunehmend bedrohlichen Gewißheit.

(b) Niemand vermag vorauszusehen, ob nach den Ereignissen im Iran und dem Konflikt am Schatt-el-Arab die Lage auch auf der Westseite des Persischen Golfs stabil bleiben wird, und zwar auch unter der positiven Hypothese einer Wiederherstellung des Friedens und einer Verstärkung der militärischen Präsenz der USA am Persischen Golf. Unruhe auch in diesem Bereich hätte dann aber katastrophale Folgen für die Ölversorgung der westlichen Welt, eine in hohem Grade beunruhigende Perspektive, die keiner konkreten Ausmalung bedarf. Hier sei nur darauf hingewiesen, daß schon eine Sperrung der nur 35 km breiten Straße von Hormus die Ölversorgung gravierend stören könnte. Durch diese Straße, die den Persischen Golf mit dem Golf von Oman verbindet, werden monatlich 70 Mio t Rohöl oder 45% des Ölbedarfs der westlichen Welt transportiert. Das mag auch die Neigung der Vereinigten Staaten erklären, in dieser Zone militärisch präsent zu sein.

(7) Wie die Ereignisse sich auch in Zukunft gestalten werden,

die strategische Lage im weltpolitischen Spannungsfeld Mittel-Ost hat sich durch den Umschwung im Iran fundamental geändert. Der Einfluß der Vereinigten Staaten ist zurückgegangen. Vor allem hat Amerika aber an Vertrauen eingebüßt. Die »progressiven« Ölförderländer argumentieren nicht ohne Überzeugungskraft, daß die USA ihre Freunde im südasiatischen und afrikanischen Raum in kritischen Situationen regelmäßig im Stich ließen. Die Folgen für das von Öleinfuhren in empfindlicher Weise abhängige Westeuropa sind schwerwiegend. Dessen Beziehungen zu den Ölförderländern in Mittel-Ost werden in Zukunft vielleicht nicht mehr ausreichend unter dem Schutz und Schirm der USA stehen. Es bleibt abzuwarten, ob der Wechsel im Amt des amerikanischen Präsidenten Anlaß gibt, diese Sorge geringer einzuschätzen. So oder so sollten Westeuropas Beziehungen zum Nahen und Mittleren Osten vornehmlich bestimmt bleiben durch das handelspolitische Interesse der Ölförderländer einerseits und der Abnehmerländer andererseits.

Es ist noch nicht abzusehen, ob Frankreich bei dieser Lage seine von ihm stets beanspruchte Rolle eines politischen Schrittmachers und zugleich die eines Wortführers der Europäischen Gemeinschaft zur Verbesserung der Wirtschaftsbeziehungen zwischen Westeuropa und den islamischen Ölförderländern nunmehr überzeugend aufnehmen wird. Frankreich würde damit das politische Vakuum ausfüllen, das durch den Rückzug Großbritanniens aus dieser Region und durch das zumindest vorübergehende Versagen der amerikanischen Politik entstanden ist. Eine noch größere Unbekannte ist aber das Verhalten der Sowjetunion in diesem Kräftespiel.

Wie die politischen Verhältnisse in Zukunft sich auch immer gestalten werden, eine ausreichende und preiswerte Versorgung Westeuropas mit Energie ist unsicherer denn je geworden. Es bleibt abzuwarten, welche Konsequenzen aus dieser Lage gezogen werden. Gebote der Stunde sind auf jeden Fall ein sparsamerer Umgang mit dem Öl, die Beschleunigung von Vorhaben zur Vergasung und eventuell auch zur Verflüssigung von Kohle und – wie sollte es anders sein – ein zügiger Ausbau der Kernenergie. Ganz in diesem Sinne stellten die Wirtschaftsminister auf der bereits mehrfach erwähnten Tagung der IEA am 22. Mai 1980 in Paris fest, »daß die Expansion der Kernenergie ... unerläßlich ist, um den mittelfristigen Strukturwandel sicherzustellen«. Diese eindeutige Aussage bestätigten die Staats- und Re-

gierungschefs der sieben größten westlichen Industrieländer auf der Gipfelkonferenz im Juni 1980 in Venedig. Einstimmig wurde gefordert, die Kernenergie weltweit stärker auszubauen.

2.2.4.7 Jüngste Ereignisse auf dem Ölgebiete

Der vorstehend beschriebene Wandel in den Bedingungen und Regeln für eine ausreichende Versorgung der westlichen Welt mit Öl spiegelt sich auch in den markanten weltpolitischen Ereignissen wider:

(1) In nicht nur zeitlicher Übereinstimmung mit der Besetzung der US-Botschaft in Teheran am 4. November 1979 – verbunden mit der Geiselnahme des Botschaftspersonals als Antwort auf die ärztliche Versorgung des gestürzten Schahs Reza Pahlevi in einem New Yorker Krankenhaus – gingen die Regierungsgeschäfte am 5. November 1979 von der Regierung Bazargan auf den Revolutionsrat über. Der amerikanische Präsident antwortete auf die flagrante, später vom Sicherheitsrat der Vereinten Nationen einstimmig verurteilte Verletzung des internationalen Rechts mit der Entscheidung, den Import iranischen Öls in die USA bis auf weiteres zu verbieten – und einte damit Amerika in dem Bemühen, der iranischen Herausforderung zu widerstehen. Der Iran ist seitdem bestrebt, die bislang von den USA abgenommenen Mengen – im August 1979 460 Mio B/d, im ganzen rund 8% der US-Ölimporte – in anderen Ländern, insbesondere Japan, oder über den spot-Markt abzusetzen, was ungeachtet eines Verdikts des Governing Board der IEA am 18. November 1979 – zu einem Teil – gelungen ist.

(2) Um die Absicht des Iran auf Abziehung seiner Gelder aus den USA (8 bis 12 Mrd Dollar) zu durchkreuzen, verfügte der amerikanische Präsident am 13. November 1979, alle staatlichen iranischen Guthaben in den USA einzufrieren. Washington bemühte sich darüber hinaus zu erreichen, daß der Iran außenwirtschaftlich boykottiert wird, um letztlich die Freilassung der Geiseln zu erzwingen. Erst in den Tagen der Amtsübergabe von Carter an Reagan im Januar 1981 wurden gegen Freigabe der iranischen Guthaben und andere Gegenleistungen die Geiseln freigelassen. Die Hoffnung Carters, daß ihm die Geiselaffäre im Wahlkampf helfen werde, hatte sich zerschlagen.

(3) Wenigstens ebenso besorgniserregend sind politischen Unruhen in Saudi-Arabien, insbesondere die Besetzung der Großen Moschee in Mekka mit Geiselnahme am 21. November

1979, die erst an den nächsten Tagen durch Überwältigung der Geiselnehmer beendet werden konnte. Diese »Entweihung des heiligsten Ortes der Erde«, sicherlich nicht allein das Werk fanatischer Sektierer, zeigt mit erschreckender Deutlichkeit, in welchem Maße die Sicherheit dieses für die Versorgung der westlichen Welt mit Öl wichtigsten Landes bedroht ist. Wie unsicher die Lage ist, zeigt auch die zeitweilige »alarmierende Kapitalflucht« aus den Golfstaaten, ausgelöst durch die Befürchtung, die islamische Revolution könne auch auf die Nachbarstaaten am Persischen Golf übergreifen.

(4) Das bislang letzte weltbewegende Ereignis, das die politische Instabilität der Nahost-Region deutlich macht, ist der im September 1980 begonnene militärische Konflikt zwischen dem Irak und dem Iran am Schatt-el-Arab mit seinen bemerkenswerten Parteinahmen anderer islamischer Länder zugunsten der einen oder der anderen kriegführenden Macht. Niemand kann die Gefahr ausschließen, daß sich dieser Konflikt ausweitet und unsere Ölversorgung damit katastrophal beeinträchtigt wird.

2.2.4.8 *Das Recycling der Öldollars/Weltwirtschaftliche Auswirkungen der Ölpreissteigerung*

(1) Die beispiellose Erhöhung der Ölpreise im Herbst 1973 löste – übrigens auch beim Verfasser – die Befürchtung aus, der Devisenzufluß in den Ölländern werde zu einem Zusammenbruch des »Weltwährungssystems« führen. Damals, im Januar 1974, stellte der Präsident der Weltbank, R. S. McNamara fest, die OPEC-Länder hätten aus ihren Rohölexporten 1973 insgesamt 22,7 Mrd US-$ eingenommen. Diese Summe werde sich 1974 auf fast 85 Mrd US-$ einstellen und wegen der weiterhin zu erwartenden Absatzausweitung 100 Mrd US-$ in 1975 und 171 Mrd US-$ in 1980 erreichen und damit die Weltwährungsordnung zerstören.

Vor allem wegen der ehrgeizigen Industrialisierungsprojekte der Ölländer ist es bis Ende 1978 nicht zu dieser Entwicklung gekommen. Bis zu diesem Zeitpunkt hat sich der Überschuß der Ölländer ständig vermindert, dafür ist aber das Defizit der Entwicklungsländer in beängstigender Weise angewachsen.

Mit der neuen, Ende 1978 einsetzenden Erhöhung der Ölpreise hat sich die Lage grundlegend geändert. Die folgende Tabelle macht dies deutlich:

Jahr	OPEC-Ölexporte		OPEC-Öleinnahmen	
	MioB/d	z. Vj.	Mrd $	z. Vj.
1978	27,9	– 5%	115,8	– 6%
1979	28,8	+ 3%	188,0	+ 63%
1980	24,7	– 14%	272,1	+ 45%

Für 1980 schätzt die Federal Reserve Bank of New York diese Einnahmen auf 300 Mrd $ und den daraus entstandenen Zahlungsbilanzüberschuß der OPEC-Länder auf 110 Mrd $, dem entsprechende Defizite in den (fortgeschrittenen) Industrieländern (etwa 75 Mrd $) und vor allem in den schwach industrialisierten und den Entwicklungsländern (etwa 35 Mrd $) entgegenstehen.

Die Auslandsinvestitionen der OPEC-Länder wurden Ende 1981 auf rund 400 Mrd $ veranschlagt, davon mehr als die Hälfte in Form kurzfristiger Bankguthaben (bis 6 Monate). Diese Feststellung muß jeden, der – wie der Autor – die Weltwirtschaftskrise ab 1929 noch bewußt miterlebt hat und ihre Ursachen zu kennen glaubt, erschrecken[48a]. Von dem für Mitte 1980 geschätzten Betrag von 220 bis 260 Mrd $ an Auslandsinvestitionen sollen 57 Mrd $ in Großbritannien, 55 Mrd $ in den USA und 51 Mrd $ in der Bundesrepublik, Japan, Kanada, Belgien und den Niederlanden angelegt sein. Zugleich hat sich die überaus gravierende öffentliche Auslandsverschuldung der Entwicklungsländer ständig erhöht. Sie wird nach einer OECD-Schätzung Ende 1980 450 Mrd $ erreichen. 1977 waren es nur 87 Mrd $. (Vgl. dazu Übersicht 65).

(2) Die bis Ende 1978 für die Industrieländer im ganzen eher positive Leistungsbilanz ist auch dem bis dahin vergleichsweise vernünftigen Verhalten der Ölförderländer zuzuschreiben, das seinen Ausdruck fand in:

- Nichtanpassung der Preise an die Inflation, Gewährung von Rabatten und Verlängerung der Zahlungsziele;
- Bemühungen um langfristige und nicht nur kurzfristige Anlage der Überschußgelder;

[48a] Im Deutschen Reich verminderten sich zwischen 1929 und 1932
– das reale Sozialprodukt um 18%
– die gesamtwirtsch. Investitionen um 67%
– die Industrie-Investitionen um 78%
– die Industrieproduktion um 42%
Die Zahl der Arbeitslosen übertraf 6 Mio.

Übersicht 65: Leistungsbilanzsalden der großen Ländergruppen in Mrd Dollar

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980[a]
westl. Industrieländer	+11	−22	− 4	−20	−25	+13	−33	− 75
Staatshandelsländer	− 4	− 7	−12	− 8	− 5	− 5	− 5	
OPEC-Länder	+ 5	+65	−31	+35	+26	0	+50	+110[b]
ölarme Entwicklungsländer	− 6	−22	+31	−19	−15	−25	−37	− 35
darunter								
Deutschland (BR)	+ 5	+10	+ 4	+ 4	+ 4	+ 9	− 5	− 15
EG-Länder	+ 3	−11	+ 1	− 6	+ 2	+17	−11	− 33
USA	− 7	− 2	−18	− 5	+14	+14	+ 2	+ 1

[a] Vorläufig; nicht „umgerechnete" Originaldaten.
[b] 1981 wahrscheinl. nur 70 Mrd. Dollar.

Quelle: Internationaler Währungsfond (IWF), OECD, Deutsche Bank, Federal Reserve Bank of New York (1980) und eigene Umrechnungen zur Anpassung an die in diesem Buch definierten Ländergruppen.

- einer unerwartet starken Steigerung der Einfuhren der Ölförderländer nicht nur von Anlagegütern und Waffen, sondern auch von Konsumgütern;
- einer wachsenden Zahl von Projekten für Investitionen in Drittländern im Rahmen von Dreiecksgeschäften;
- verstärkten Hilfen an Entwicklungsländer.

Aber auch die erst Ende 1978 überwundene weltweite Abflachung des Wirtschaftswachstums hat dazu beigetragen, daß die internationalen Geld- und Kapitalmärkte intakt blieben und der Welthandel nicht in Mitleidenschaft gezogen wurde. Ganz allgemein ist festzustellen, daß der Welthandel und die Weltwährungen dank ihrer liberalen Ordnungen die durch die erste Ölkrise ausgelösten Spannungen recht elastisch und mit unerwartet geringen Friktionen aufgefangen und größtenteils überwunden haben.

(3) Wie bereits erwähnt, übertrifft im realen Werte die Preiserhöhung zwischen 1978 und dem etwa Mitte 1981 erreichten Niveau diejenige zwischen 1973 und 1974. Damals erhöhten sich die Preise, auf das Jahr gerechnet und bezogen auf die

Übersicht 65 a: Wirtschaftliche Eckdaten der OECD

	1972	1973	1974
Wirtschaftswachstum in %[a]	+5,5	+6,3	+ 0,5
Preisanstieg in %[a]	+4,8	+7,9	+13,4
Arbeitslose in Mio	9,6	8,6	9,9

[a] im Vergleich zum Vorjahr. [b] vorläufig. [c] geschätzt.
Quelle: OECD

Gesamtheit der abnehmenden Industrieländer, um rund 50 Mrd Dollar. Das gibt Anlaß zu einer beunruhigenden Rechnung: Die drastische Heraufsetzung der Ölpreise im Herbst 1973 (damals auf das mehr als Vierfache) hat die nach wie vor anhaltende weltweite »Rezession« wesentlich mitverursacht. Die Überlegung, die zu dieser Erkenntnis führt, ist recht einfach: Die 1973/74 vorgenommene Heraufsetzung der Ölpreise der OPEC-Länder um über 8 Dollar je Barrel belastete die abnehmenden westlichen Industrieländer mit knapp 2%, bezogen auf das Bruttosozialprodukt der Gesamtheit dieser Länder (etwa 5,2 Billionen Dollar). Dies hätte Anlaß geben müssen, eben diese 2% anderweitig einzusparen. Durchweg ist das nicht geschehen. Die Ansprüche der verschiedenen gesellschaftlichen Gruppen an das Sozialprodukt wurden nicht zurückgeschraubt, sondern blieben, wie wenn nichts geschehen wäre. Im Ergebnis führte dieses Verhalten dazu, daß die Last den Letzten und den Schwächsten in der Reihe der Anspruchsberechtigten traf, den Investor. Die wegen dieser Kausalkette unterlassenen Investitionen waren dann der Auslöser der seit 1974 andauernden »Rezession«.

Alarmierend in dieser Aussage ist die Feststellung, daß die Erhöhung der Ölpreise zwischen Ende 1978 und Mitte 1981 die westlichen Industrieländer, auf das Jahr gerechnet, mit etwa 185 Mrd Dollar zusätzlich belastet hat (durchschnittlicher Rohölpreis Ende 1978 etwa 13 $/B und Februar 1981 etwa 35 $/B, d.i. 22 $/B oder 160 $/t mehr, bei Lieferung von insgesamt 1180 Mio t im Jahr 1980). Auch unter Berücksichtigung der Entwertung des Dollars seit 1973/74 übersteigt die reale Mehrbelastung der westlichen Industrieländer aus der Preiserhöhung seit 1978 diejenige aus der Preiserhöhung von 1973/74 ganz erheblich – mit mindestens den gleichen Konsequenzen für die Weltkonjunktur.

Bisher haben sich diese Befürchtungen bestätigt: Die Gesamt-

1975	1976	1977	1978	1979[b]	1980[c]	1981[c]
− 0,4	+ 5,2	+ 3,7	+ 3,9	+ 3,4	+ 1	< 1
+ 11,4	+ 8,6	+ 8,7	+ 7,7	+ 9,7	+ 14	+ 10
14,9	15,3	15,8	15,8	17	18	20–25

heit der OECD-Länder erreichte zwischen 1977 und 1980 nacheinander nur die folgenden unzureichenden und vor allem fallenden Wachstumsraten: 3,9%, 3,4% und 1% bei zuletzt wenigstens 23 Mio Arbeitslosen und einer OECD-durchschnittlichen Inflationsrate von etwa 14%. Vgl. dazu Übersicht 65 a, die deutlich erkennen läßt, wie die Heraufsetzung der Ölpreise in 1973/74 und 1979/80 mit Einbrüchen beim Wirtschaftswachstum, außergewöhnlichen Steigerungen des allgemeinen Preisniveaus und Erhöhungen der Arbeitslosenzahlen korrelieren[49].

In besonderem Maße gibt dabei die Erkenntnis zu Besorgnissen Anlaß, daß es der OPEC nun offenbar gelungen ist, die Förderung und den Absatz in einer Weise schrittweise zu reduzieren oder auch nur zu regulieren, die es erlaubt, die Preise mit dem Ziele einer Gewinnmaximierung immer weiter heraufzusetzen. Nur die maßvolle Absatz- und Preispolitik Saudi-Arabiens hat die Olländer bisher daran gehindert, diese Politik konsequent zu verwirklichen. Wann dieser für die Wirtschaftsentwicklung der Abnehmerländer überaus verhängnisvolle Prozeß ein Ende haben wird, ist keineswegs abzusehen.

[49] In seinem Jahresbericht für 1979 kennzeichnet der Internationale Währungsfonds (IWF) die durch die jüngsten Ölpreiserhöhungen eingetretene Lage mit den den drei folgenden alarmierenden Feststellungen:

- Die Ölpreiserhöhungen durch das Opec-Kartell haben einen größeren Bremseffekt als ursprünglich erwartet. Direkt wirken sie deflationär, indirekt verschärfen sie den inflationären Prozeß.
- Das teurere Öl überlagert die bisher nicht bewältigten Probleme wie hohe Inflation und Arbeitslosigkeit, flaues Wirtschaftswachstum, brachliegende Ressourcen, periodische Instabilität an den Devisenmärkten, schwierige Lage der Dritten Welt und Ausweitung des Handelsprotektionismus.
- Verstärkt werden die weltweiten Spannungen noch durch die in den USA bevorstehende Rezession, die von anderen Industriestaaten nicht ausgeglichen werden kann. Weder haben ihre Volkswirtschaften genügend Schwung noch können sie wegen der Inflationsgefahren auf Expansion schalten.

Aufgrund der immer wieder bestätigten Erfahrung, daß überzogene Entwicklungen plötzlich umschlagen, kann auch nicht ausgeschlossen werden, daß es der OPEC in absehbarer Zukunft – z. B. nach einer irgendwie gearteten Einigung zwischen dem Irak und dem Iran – nicht mehr gelingt, die Angebotsmengen im Griff zu behalten, so daß die Ölpreise absinken oder gar zusammenbrechen. Dann wäre die Wirtschaftlichkeit zahlreicher Alternativen zum Öl ernsthaft in Frage gestellt. So unwahrscheinlich dies aus heutiger Sicht auch sein mag, auch für den Fall einer solchen Entwicklung sollte man vorsorgen.

(4) Für *Deutschland* ist die Entwicklung, jedenfalls bis 1978, günstig verlaufen. Die zeigt Übersicht 66.

Übersicht 66: Handel der Bundesrepublik mit den OPEC-Ländern Angaben in Mrd. DM

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Ausfuhr	5,9	10,5	16,7	20,7	24,9	24,5	19,2	22,8
Einfuhr	10,1	23,8	20,3	24,4	23,5	19,4	27,0	37,4
Saldo	– 4,2	–13,3	– 3,7	– 3,7	+ 1,4	+ 5,1	– 7,8	–14,6

Quelle: Deutsche Bundesbank

Die Einfuhrwerte dieser Zusammenstellung gehen in die »Ölrechnung« der Bundesrepublik ein; diese umfaßt auch die Öleinfuhren aus anderen als OPEC-Ländern (s. Übersicht 67)

(5) Die beispiellose Heraufsetzung der Ölpreise seit Ende 1978 und die dadurch verursachte Kumulierung der Leistungsbilanzdefizite in den auf Ölimporte angewiesenen Industrie- und Entwicklungsländern hat die *Gefahr eines Zusammenbruchs des Welthandels,* der 1974/75 noch abgewendet werden konnte, erneut heraufbeschworen, ein Zusammenbruch, der vor allem dann zu befürchten ist, wenn die benachteiligten Ölabnehmerländer aus Zahlungsbilanzgründen ihre Importe stark einschränken und damit die Exportmöglichkeiten der günstiger gestellten Industrieländer mit allen nachteiligen Wirkungen für den internationalen Güter- und Leistungsaustausch beschneiden. Die ölarmen Entwicklungsländer würden hiervon besonders hart betroffen werden. Die Belastung dieser Länder aus der Ölverteuerung 1973/74 übertraf bereits deren Einnahmen aus der Entwicklungshilfe. Aus allem folgt die Notwendigkeit einer finanziellen Solidarisierung der Ölabnehmer-

Übersicht 67: »Ölrechnung« der Bundesrepublik Deutschland

Jahr	Einfuhr-mengen[a] in Mio t	Einfuhr-preise[a] in DM/t	Einfuhr-wert[a] in Mrd DM	desgl. einschl. Minöl.-Produkte[b] in Mrd DM
1970	98,8	60	5,9	7,6
1971	100,2	77	7,7	11,6
1972	102,6	72	7,5	13,1
1973	100,5	82	9,1	15,2
1974	102,5	224	23,0	30,8
1975	90,0	223	20,1	27,1
1976	99,2	244	24,2	32,9
1977	97,6	244	23,8	32,6
1978	94,4	212	20,0	31,8
1979	107,4	278	29,9	47,8[c]
1980[d]	96,9[e]	456[e]	44,2[e]	62,9[d]

[a] nur Rohöl [b] Mineralölprodukte: Importsaldo (Nettoimport)
[c] hinzutreten 6 Mrd DM, die 1979 für Erdgasimporte aufgewandt wurden
[d] dazu kommen etwa 9,8 Mrd DM für Erdgas; insgesamt sind dies 3,6% (1/27) des Bruttosozialprodukts dieses Jahres von 1998 Mrd DM; nicht gerechnet sind die für Kohle-, Elektrizitäts- und Uraneinfuhren aufgewendeten Devisen, zus. 4,7 Mrd DM.
[e] Jan.–Okt. 1981: 66,2 Mio t (– 19%) zu 623 DM/t (+ 40%!) d.s. insges. 41,25 Mrd DM (+ 13%)

Quellen: Statistisches Bundesamt, Deutsche Bundesbank

länder und einer Abstimmung zwischen diesen Ländern und den Öllieferländern über verstärkte Hilfen für die Entwicklungsländer. (Zwischen 1974 und 1977, also in einer Zeit noch vor den jüngsten Ölpreiserhöhungen, verhielten sich die Importe der Ölländer aus den Entwicklungsländern zu den Exporten der Ölländer in die Entwicklungsländer wie 37 : 100).

Alle Lösungsvorstellungen laufen hinaus auf eine Aktivierung und verstärkte Dotierung der bestehenden multinationalen Steuerungsmechanismen, etwa weltweit im Rahmen des Internationalen Währungsfonds (IWF) oder, begrenzt auf die Europäische Gemeinschaft, bei der Europäischen Investitionsbank (EIB). Auch das im März 1979 nach großen Schwierigkeiten in Kraft getretene Europäische Währungssystem (EWS) mit seinem »Ecu« als griffiger Rechnungseinheit, soll dazu dienen, die größer gewordenen Zahlungsbilanzschwierigkeiten einzelner

EWG-Mitgliedstaaten zu überwinden. Was aber auch immer geschehen mag, den in ihrer Leistung noch vergleichsweise günstig gestellten Ländern, insbesondere also der Bundesrepublik, werden höhere als bisher akzeptierte Opfer abverlangt werden. Auch in dieser Perspektive verdient jede energiepolitische Maßnahme, die zu einer Verminderung des Ölverbrauchs führt, nachhaltige Förderung.

(6) Zusammenfassend ist festzuhalten: Seit dem Umschwung im Iran haben sich die Bedingungen der Versorgung Deutschlands mit Mineralöl dramatisch verschlechtert. Die Rohölpreise ab Förderland erhöhten sich von 13 bis 15 $/B im Herbst 1978 auf derzeit 32 bis 41 $/B. Die Wirtschaftsminister der Mitgliedstaaten der Internationalen Energie-Agentur beschlossen am 22. Mai 1980 in Paris, alles zu unternehmen, um bis 1985 die Netto-Ölimporte der Gesamtheit dieser Länder auf 22,5 Mio B täglich zu verringern. Auch dieses niedrige Ziel wurde durch den militärischen Konflikt zwischen dem Irak und dem Iran in Frage gestellt. 1979 hatte man für das gleiche Zieljahr 1985 noch eine Einfuhr von 32 Mio B täglich für erreichbar gehalten. Dieser Kürzungsbeschluß wurde auf der Gipfelkonferenz im Juni 1980 in Venedig ausdrücklich gebilligt.

Bei dieser Lage muß die Politik „Weg vom Öl" nachhaltig verstärkt werden. Dies ist auch geboten, weil die Bundesrepublik, wie andere Länder der westlichen Welt, Gefahr läuft, nicht mehr die notwendigen Devisen zur Bezahlung der Ölrechnung aufbringen zu können. Beim gegenwärtigen Preisstand und Wechselkurs muß Deutschland allein für Rohöl jährlich wenigstens 50 Mrd DM aufwenden. Die deutsche Leistungsbilanz war im Jahr 1980 erstmalig deutlich defizitär: 28 Mrd DM.

2.2.5 Energiepolitische Folgerungen

Unter der Zielsetzung einer Sicherung unserer Versorgung mit Energie sind vornehmlich drei Maßnahmen geboten:

- ein *sparsamer* Umgang mit Energie;
- eine *Diversifikation* der Energieeinfuhren nach Herkünften und Arten;
- eine massive *Substitution* von Mineralöl und von Erdgas.

Danach ergeben sich drei in der Fristsetzung unterschiedliche Gruppen von energiepolitischen Aktionen:

(1) *unverzüglich wirksame Aktionen:*

- die *Substitution* von Mineralöl durch Steinkohle und Braun-

kohle dort, wo dies technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll ist, z.B. bei polyvalenten Kraftwerken[50] – hier sind enge Grenzen gesetzt, zumal das in den Raffinerien anfallende schwere Heizöl ohnehin einer Verwendung zugeführt werden muß;
- mehr oder minder drastische *Sparmaßnahmen* – die hier gegebenen Möglichkeiten, insbesondere bei der Raumheizung und im Kraftverkehr, werden allgemein unterschätzt;

(2) *auf kurze Frist (um fünf Jahre) wirksame Aktionen*[51]:
- die *Umrüstung* vorhandener oder im Bau befindlicher Anlagen auf andere Energieträger als Mineralöl;
- die *Beschleunigung* angelaufener oder anstehender Investitionen, insbesondere durch günstigere Kriterien für die Standortwahl und gestraffte Genehmigungsverfahren;
- die *Aufstockung* der Vorräte aus der Pflichteinlagerung von Mineralöl;
- die Nutzung der Abwärme der Kraftwerke durch *Kraft-Wärme-Koppelung;*
- Maßnahmen aller Art zur *Einsparung* von Energie, insbesondere durch *Wärmeisolierung;*

(3) *auf mittlere und längere Sicht (zehn Jahre und mehr) wirksame Aktionen:*
- die Förderung technischer Entwicklungen, die zu einer *Verringerung* des Wärmeverbrauchs führen;
- der beschleunigte Ausbau der Elektrizitätserzeugung auf der Grundlage von *Kernenergie;*
- die Bereitstellung *nuklearer Fernwärme* für die Raumheizung;
- eine verstärkte Entwicklung der Erdöl- und Erdgasförderung aus dem Schelfgebiet der *Nordsee;*
- die Aufschließung weiterer *Braunkohle*vorkommen;
- der Bau von Anlagen zur *Hydrierung und Vergasung* von *Kohle;*
- die Entwicklung von Verfahren zur Bereitstellung von *nuklearer Prozeßwärme* für die hydrierende Kohlevergasung,

[50] Ende 1978 war nur 17,0% der Gesamtleistung aller deutschen Kraftwerke bi- oder trivalent für Öl *oder* Kohle bzw. Gas ausgelegt.

[51] In der ersten Auflage dieses Buches hatte der Verfasser noch die Forderung aufgeführt, die Rohöleinfuhren auf Herkunftsländer zu verlagern, mit denen »ausgeglichene Wirtschaftsbeziehungen hergestellt werden können«, mit besonderem Hinweis auf dem Iran. Die jüngsten Ereignisse gaben Veranlassung, diese Forderung fallenzulassen, und zeigen auch, wie man sich irren kann.

die Wasserdampfvergasung von Braunkohle auch zur Erzeugung von Reduktionsgas für den Hochofenprozeß und die Direktreduktion.
- die Nutzung *»neuer Energien«*, insbesondere der Sonnenenergie.

Die vorstehenden, notwendigerweise knappen Ausführungen mögen zeigen, daß die *Zukunft der Kernenergie* in den westlichen Industrieländern nicht zuletzt bestimmt wird von der Entwicklung der energiewirtschaftlichen Lage und den unter verschiedenen Zielsetzungen ergriffenen energiepolitischen Maßnahmen. Das gilt in besonderem Maße für die Bundesrepublik Deutschland, in welcher die Kernenergie im Substitutionswettbewerb mit der heimischen Steinkohle und Braunkohle steht. Heimische Erzeugung und Einfuhren dieser Primärenergien werden durch hoheitliche Maßnahmen in besonderem Ausmaß direkt oder indirekt beeinflußt. Daß dabei der der Kernenergie vorbehaltene Entwicklungsbereich nicht nur eine »Restgröße« bleibt, wie dies in der von der Bundesregierung vertretenen »Restbedarfsthese« zum Ausdruck kommt, sondern unter der Zielsetzung einer möglichst ausreichenden, billigen, sicheren und umweltfreundlichen Energieversorgung eigenständig bestimmt werden muß, sollte eines der Ziele der vornehmlich in Kapitel 3 dargestellten *Nuklearpolitik* sein.

2.3 Elektrizitätswirtschaft

2.3.1 Weltelektrizitätswirtschaft

(1) Rund 25% des Weltaufkommens an Primärenergie werden derzeit in Elektrizität verwandelt. Die Brutto-Elektrizitätserzeugung der Welt liegt gegenwärtig (1980) bei 8 Billionen kWh (8000 Terawattstunden – TWh) jährlich[52]. 1978 teilte sich die

[52] Vor allem wegen des vergleichsweise hohen Nutzenergieanteils bei der Elektrizitätsverwendung ist es in der Energiestatistik nicht üblich, Kilowattstunden in Steinkohleeinheiten auf der Grundlage des Wärmeäquivalentes umzurechnen. Dann wäre 1 kWh = 86 g OE = 123 g SKE (entsprechend 7000 kcal = 8,14 kWh = 1 kg SKE). Umrechnungsgrundlage ist vielmehr der durchschnittliche spezifische Brennstoffverbrauch der herkömmlichen Wärmekraftwerke, also ein vom Input abhängiger, mit der Zeit sich ändernder Schlüssel. 1978 verzeichnete die Bundesrepublik einen durchschnittlichen spezifischen Verbrauch von 323 g SKE bzw. 226 g OE je kWh (96,6 Mio t SKE erzeugten 299,0 GWh Wärmestrom). Das ergibt einen durchschnittlichen thermischen Wirkungsgrad von 38%. 1 TWh = 10^3 GWh = 10^6 MWh = 10^9 kWh

Vereinigte Staaten 34,2%
Sowjetunion 17%
Japan 8%
Kanada 5%
Bundesrepublik Deutschland 4,9%
Vereinigtes Königreich 4%
Frankreich 3,2%
2,5% Italien
2,4% VR China
1,6% Polen
1,5% Brasilien
1,5% Indien
1,4% Spanien
1,3% Schweden
1,3% Australien
1,3% DDR
1,2% Südafrika
1,1% Norwegen
0,9% Tschechoslowakei
0,8% Rumänien
0,8% Niederlande
0,7% Mexiko
0,7% Jugoslawien
0,7% Belgien
0,6% Schweiz
0,5% Österreich

Abb. 44: Die Netto-Elektrizitätserzeugung der Welt im Jahre 1978

Übersicht 68: Netto-Elektrizitätsverbrauch je Einwohner im Jahr 1978 in kWh

Kanada	12140
Vereinigte Staaten	9600
Deutschland (BR)	5176
Schweiz	5120
Großbritannien	4387
Japan	4390
Österreich	4140
Europäische Gemeinschaft	4062
Sowjetunion	3952
Frankreich	3872
Italien	2700
Spanien	2239
Weltdurchschnitt	1650

Eckdaten der Netto-Elektrizitätserzeugung der Welt für 1978

	TWh	%	kWh/ cap[a]	60–73 % p.a.	73–78 % p.a.	Nuklear-Anteil %
Westeuropa	1609	22,7	3930	+ 7,2	+3,4	9,5
darunter EG	1124	15,8	4340	+ 5,8	+2,9	10,2
darunter BRD	333	4,7	5420	+ 7,4	+3,5	10,2
Nordamerika	2620	36,6	10910	+ 6,7	+3,5	11,7
darunter USA	2285	32,0	10540	+ 6,7	+3,1	12,1
Japan	537	7,5	4720	+11,4	+3,6	11,9
Ozeanien	107	1,5	6220	+ 8,1	+4,7	0
westl. Ind. Ldr.	4873	68,3	6250	+ 7,3	+3,4	10,6
Sowjetunion	1135	15,9	4380	+ 9,1	+5,9	3,7
übrig. Osteuropa	370	5,2	3360	+ 7,6	+6,0	4,5
VR China	162	2,3	190	–	+8,9	0
Kommunist. Ldr.	1667	23,4	1370	+ 8,7[b]	+6,1	3,5
Entwicklungs.-Ldr.	590	8,3	280[c]	+ 7,1	+5,7	1,7
Welt	7130	100	1730	+ 7,5[b]	+4,2	8,2

[a] Erzeugung, nicht Verbrauch
[b] ohne die VR China
[c] Lateinamerika: 730; Afrika ohne Südafrika: 130; Indien: 160

statistisch erhobene Netto-Erzeugung von 7130 TWh auf die wichtigsten Länder entsprechend Abb. 44 auf.

Der Welt-Elektrizitätsverbrauch in 1978 von rund 7,1 Billionen kWh/a netto entspricht einem Pro-Kopf-Verbrauch von 1650 kWh/a Übersicht 68 gibt die Netto-Verbrauchsraten für wichtige Industrieländer an. Die entsprechenden Raten der Entwicklungsländer liegen weit niedriger, so in Indien bei 120 kWh je Kopf und Jahr.

Während die durchschnittliche Jahreszuwachsrate des Weltenergieverbrauchs zwischen 1950 und 1970 rund 4,7% betrug, erreichte die entsprechende Rate für den Elektrizitätsverbrauch etwa 8,6%, lag also nicht unwesentlich höher. Ein Vorsprung von 2 bis 3 Prozentpunkten besteht fort (vgl. Übersicht 69)

In den Vereinigten Staaten und in Westeuropa ist die Faustformel, daß sich der Elektrizitätsverbrauch in einem Jahrzehnt verdoppelt (d.i. 7,18%/a), bis Anfang der 70er Jahre weitgehend bestätigt, seitdem aber nachhaltig in Frage gestellt.

(2) In welchem Unfange es geboten ist, die Kernenergie zu

Übersicht 69: Entwicklung der Welt-Elektrizitätserzeugung (netto) zwischen 1930 und 1978

	Netto Elektrizitätserzeugung	Durchschnittliche Jahreszuwachsrate	
1930	271 TWh		
		5,5%	
1940	464 TWh		
		6,9%	
1950	907 TWh		
		59,5%	
1960	2240 TWh		
		7,8%	1970/80 4,9%
1970	4750 TWh		
		5,2%	
1975	6110 TWh		
		7,0%	
1976	6540 TWh		
		4,4%	
1977	6830 TWh		
		4,4%	
1978	7130 TWh		
		3,8%	
1979	7530 TWh		
		1,2%	
1980	7630 TWh		

Übersicht 70: Langfristige Entwicklungsperspektiven der Weltelektrizitätswirtschaft in Billionen kWh

	1972	1985	2000	2020	1972–2020 in %/a
Westeuropa	1,34	2,32	4,6	9,9	4,3
Nordamerika	2,10	3,43	6,7	14,8	4,2
Japan, Australien, Neuseeland	0,49	1,08	2,3	5,4	5,1
westliche Industrieländer	3,93	6,83	13,6	30,1	4,3
UdSSR u. Osteuropa	1,18	2,76	9,8	19,4	6,0
China u. kommunist. Asien	0,13	0,32	0,9	3,9	7,3
kommunistische Länder	1,31	3,08	10,7	23,3	6,2
Entwicklungsländer	0,45	1,15	3,1	12,6	7,2
Welt insgesamt	5,69	11,06	27,4	66,0	5,2

[a] Es wird erwartet, daß sich der durchschnittliche Wirkungsgrad der Weltelektrizitätsversorgung wie folgt verbessert: 1972: 33%, 1985: 35%, 2000: 36% und 2020: 37%.

Quelle: World Energy Conference, Conservation Commission: World Energy Resources 1985–2020 – Nuclear Resources – The Contribution of Nuclear Power to World Energy Supply 1975–2020, Guildford UK und New York NY, 1978.

entwickeln und Kernkraftwerke zu bauen, läßt sich nur auf der Grundlage einer *langfristigen Vorausschau des Elektrizitätsverbrauchs* entscheiden. Die in Übersicht 70 wiedergegebene Entwicklung der Welt-Elektrizitätswirtschaft in den nächsten 50 Jahren ist das Ergebnis einer umfassenden Befragung der Conservation Commission der Weltenergiekonferenz aus dem Jahre 1977. Sie führt zu den folgenden jahresdurchschnittlichen Steigerungsraten:

	Welt % p. a.	davon westliche Industrieländer % p. a.
1960–1972	7,8%/a	7,4%/a
1972–1985	5,2%/a	4,3%/a
1985–2000	6,2%/a	4,6%/a
2000–2020	4,5%/a	4,5%/a

Zum hohen Zuwachs zwischen 1985 und 2000 (6,2%/a) tragen vor allem die kommunistischen Länder (8,7%/a) und die Entwicklungsländer (7,2%/a) bei.

Für die »westliche Welt«, d. h. die Gesamtheit der nicht-kommunistischen Länder wird zum Ende dieses Jahrhunderts ein Jahresverbrauch von 16,7 Billionen kWh erwartet. Zu einer ähnlichen Größenordnung gelangen die OECD Nuclear Energy Agency (NEA) und die International Atomic Energy Agency (IAEA) in ihrer Untersuchung über den zukünftigen Uranbedarf vom Dezember 1977. Diese Organisationen sind der Meinung, daß der Elektrizitätsverbrauch dieses Teiles der Welt im gleichen Jahr 2000 zwischen 13 Billionen kWh (»present trend«) und 24 Billionen kWh (»accelerated«) liegen wird (vgl. Übersicht 71).

Die Conservation Commission vertritt die Auffassung, daß Kernkraftwerke mit steigenden und letztlich hohen Anteilen zur Elektrizitätversorgung beitragen werden, und zwar

1985 mit 17%
2000 mit 28%
2020 mit 48%

In dieser Erwartung bleibt die Conservation Commission hinter anderen Voraussagen zurück, so hinter der des Workshop on Alternative Energy Strategies (WAES), der nach seinem Be-

Übersicht 71: Entwicklung energiewirtschaftlicher Kenndaten in der »westlichen Welt« bis zum Jahr 2000

	1985	1990	2000
Weltprimärenergieverbrauch in Mrd. t SKE	8,4 bis 9,7	9,1 bis 12,3	12,7 bis 19,1
davon zur Stromerzeugung in v.H.	31 bis 34	33 bis 37	35 bis 43
dsgl. in Billionen kWh	10,6 bis 13,4	12,3 bis 18,6	18,6 bis 34,3
installierte elektrische Leistung in GWe	1740 bis 1940	2190 bis 2920	3130 bis 4350
davon Kernkraftleistung in v.H.	16 bis 17	23 bis 24	32 bis 39
dsgl. in GWe	280 bis 330	500 bis 700	1000 bis 1700

Die Spannweiten bezeichnen den »present trend« und den »accelerated trend«.

Quelle: OECD/IEA, Uranium Ressources, Production and Demand, Dec. 1977, insbesondere S. 27.

richt im Jahre 1977 – beschränkt auf die »westliche Welt« – der Kernenergie für das Jahr 2000 ein Versorgungsbeitrag zwischen 30 und 56% zurechnet, wobei er sich in seiner durch die Befürchtung eines Ölmangels bestimmten »Supply-constrained Mix« dafür ausspricht, eine Politik zu verfolgen, die der Kernenergie 2000 einen Versorgungsanteil von 66% sichert, zu vergleichen mit einem Anteil von 44% im »Unconstrained Mix«[53].

Wir sollten bei diesen Voraussagen aber nicht vergessen, daß sie sämtlich bereits im Jahre 1977 gemacht wurden, d.h. vor dem – vorläufigen – Höhepunkt der Krise in Bezug auf die Akzeptanz der Kernenergie. Neuere – ähnlich fundiert bislang nicht vorliegende – Voraussagen würden sicherlich niedrigere Daten für die Welt-Elektrizitätserzeugung und geringere Kernenergieanteile geben. So sollten die hier genannten Weltdaten als Obergrenzen einer möglichen Entwicklung gesehen werden und zugleich – was entscheidend ist – als Zielmarken, die in einer ökonomischen Betrachtungsweise erreicht werden sollten. Die im Rahmen von INFCE auf der Grundlage von Befragun-

[53] C. L. Wilson, Energy: Global Prospects 1985–2000, Report of the Workshop on Alternative Energy Strategies, New York, 1977.

gen im ersten Halbjahr 1978 zusammengefaßten Länderprognosen führen zu den folgenden, jeweils am Ende des angegebenen Jahres in der »westlichen Welt« installierten Kernenergieleistungen:

1985	244 bis 272 GWe
1990	374 bis 460 GWe
2000	834 bis 1207 GWe

Diese Prognosen liegen in ihren Mittelwerten um 15 bis 30% unter den Annahmen der Übersicht 71.

2.3.2 Die Strombilanz der Bundesrepublik Deutschland

(1) Die *Strombilanz* für 1978 setzt sich aus den in Übersicht 72 genannten Hauptposten zusammen. Unter Einbeziehung des

Übersicht 72: Strombilanz des Bundesgebiets für 1978

Aufkommen in TWh (Mrd kWh)		Verbleib in TWh (Mrd kWh)	
Brutto-Erzeugung		Netto-Stromverbrauch	
der öffentlichen Kraftwerke	283,7	der Industrie	169,2
der Industrie und Bundesbahn[a]	69,1	der Haushalte	80,7
insgesamt	353,4	des Verkehrs	9,5
davon		der übrigen Verbraucher	61,9
Wasserkraft	18,5	insgesamt	321,3
Braunkohle	89,3	Kraftwerkseigenverbrauch[b]	20,9
Steinkohle	101,1	Pumpstromverbrauch	2,0
Heizöl	31,1	Übertragungsverluste	12,3
Erdgas	64,5	Stromausfuhr	13,3
Industriegas	8,1	Verbleib insgesamt	369,8
Kernenergie	35,9		
sonstiges	4,8		
Brutto-Erzeugung	353,3		
Stromeinfuhr	16,5		
Aufkommen insgesamt	369,8		

[a] von der Erzeugung der industriellen Eigenanlagen (einschl. Bundesbahn) von zusammen 69,7 TWh wurden 23,0 TWh in das öffentliche Netz eingespeist.
[b] d.i. die Differenz zwischen der Brutto- und der Netto-Erzeugung.

Quelle: Statistischer Bericht des Referats Elektrizitätswirtschaft im Bundesministerium für Wirtschaft. Elektrizitätswirtschaft, Heft 23/1979

Für das *Jahr 1979* stehen inzwischen auch gesicherte Daten für die gesamte deutsche Elektrizitätswirtschaft, nicht nur die öffentliche Versorgung, zur Verfügung (in Klammern die Änderungsraten gegenüber dem Vorjahr):

Bruttoerzeugung	372,2 TWh	(+ 5,3%)
Einfuhrüberschuß	0,6 TWh	(− 8,0%)
gesamte Stromverwendung einschl. Kraftwerkseigenverbrauch und Pumpstromverbrauch	372,8 TWh	(+ 4,6%)
Gesamtverbrauch einschl. Verluste	349,0 TWh	(+ 4,6%)
Verluste und Nichterfaßtes	13,3 TWh	
Nettoverbrauch	335,6 TWh	(+ 4,5%)
davon Industrie	177,7 TWh	(+ 5,0%)
Verkehr	10,4 TWh	(+ 8,9%)
öffentl. Einrichtungen	23,5 TWh	(+ 5,9%)
Landwirtschaft	7,2 TWh	(+ 1,6%)
Haushalte	83,3 TWh	(+ 3,1%)
Handel und Gewerbe	33,6 TWh	(+ 3,0%)
Brutto-Engpaßleistung	87,7 GWe	(+ 2,5%)

Nach vorläufigen Berechnungen erhöhte sich die Gesamt-Stromverwendung zwischen *1979* und *1980* um 0,5% auf 374,5 TWh.

Übersicht 73: Engpaßleistung der Stromerzeugung der Bundesrepublik am 31. Dezember 1978

	MWe	%
Wasserkraftwerke	6500	7,6
davon Laufwasser	(2691)	(3,1)
Braunkohlenkraftwerke	14028	16,4
Steinkohlenkraftwerke (einschl. Mischfeuerung)	28073	32,8
davon Mischfeuerung	(12730)	(14,9)
Öl- und Gaskraftwerke u. sonst.	28211	33,1
Kernkraftwerke	8675	10,1
Engpaßleistung 31. 12. 1978	85487[a]	100

[a] 31. 12. 1980: 87257

Quelle: Statistischer Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft, Elektrizitätswirtschaft, Heft 23/1979

geringen auf die Netto-Stromimporte entfallenden Anteils wurden in diesem Jahre 115,4 Mio t SKE, d.h. 29,7% des Gesamtaufkommens an Primärenergie zur Erzeugung von Elektrizität eingesetzt.

Übersicht 74: Primärenergieverbrauch und Stromerzeugung der deutschen Elektrizitätswirtschaft im Jahr 1978

	Brennstoff-aufwand[a] 1978		Erzeugung in TWh 1978	% des Strom-Verbrauchs 1978[b]	z. Vergleich 1962
Wasserkraft			18,5	5,2	9,0
Braunkohle	114,4	Mio t	89,3	25,0	26,0
Steinkohle	32,5	Mio t	100,9	28,3	54,0
Erdgas	17,2	Mrd m_n^3	64,5	18,1	0,2
Gicht-, Kokerei-, Raffinerie- und Flüssiggas	72,4	Mrd m_n^3	8,1	2,3	8,6 (zusammen mit Heizöl und sonst. Brennstoffe)
Heizöl	6,3	Mio t	31,1	8,8	
sonst. Brennstoffe			5,1	1,4	
Kernenergie			35,9	10,1	0,1
Bruttoerzeugung			353,4	99,2	97,9
Einfuhrsaldo			3,1	0,8	2,1
Bruttoinlandsverbrauch			356,5	100	100

m_n^3 = Normkubikmeter mit einem oberen Heizwert von 8400 kcal.

[a] Der spezifische Primärenergieverbrauch für die Elektrizitätserzeugung hat sich in den letzten Jahrzehnten weltweit verringert: in der Bundesrepublik bei den öffentlichen Wärmekraftwerken zwischen 1950 und 1978 von 692 auf 324 g SKE/kWh, also auf weniger als die Hälfte. Bisher geschah diese Verbesserung vornehmlich durch Zubau größerer und modernerer thermischer Kraftwerke mit günstigem spezifischem Wärmeverbrauch. Man wird nicht erwarten können, daß der spezifische Primärenergieverbrauch für die Elektrizitätserzeugung sich weiterhin auch nur annähernd in gleichem Ausmaße verringern wird, wie dies in der Vergangenheit der Fall war. Dem sind technische Grenzen gesetzt.

[b] 1980 (vorläufig): Wasserkraft 4,9%, Braunkohle 25,0%, Steinkohle 29,5%, Erdgas 16,4%, andere Gase 2,6%, Heizöl 6,9%, sonstige Brennstoffe 1,3%, Kernenergie 11,9% und Einfuhrsaldo 1,5%.

Quelle: Statistischer Bericht. Elektrizitätswirtschaft, Heft 23/1979 u. 21/1981.

Zur Deckung der Gesamt-Stromerzeugung des Bundesgebietes einschl. Berlin (West) stand eine Brutto-Engpaßleistung[54] aller Kraftwerke von 83702 MWe zu Anfang und von 85487 MWe zu Ende des Berichtsjahres 1978 zur Verfügung (Übersicht 73)

Übersicht 74 zeigt, wie sich der Primärenergieverbrauch und die Stromerzeugung der deutschen Elektrizitätswirtschaft (öffentliche und andere Kraftwerke) auf die in Übersicht 73 bezeichneten Kraftwerkstypen im Jahr 1978 aufgliederte (s. auch Abb. 45).

(2) Zwischen 1950 und 1980 hat sich der Bruttoinlandsverbrauch des Bundesgebietes auf das achtfache erhöht (1978 einschl. Eigenverbrauch, Pumpstrom und Verlusten 374,5 Mrd kWh), das entspricht einer durchschnittlichen Jahreszuwachsrate von 7,2% (das Saarland und Berlin (West) wurden dabei sowohl 1950 wie 1980 außer Betracht gelassen). Die Zuwachsrate des Stromverbrauchs hat in weiten Grenzen geschwankt: zwischen 19,1% (1951/52) und 0,5 (1979/80).

Wegen der Rezession ist zwischen 1974 und 1975 der Bruttoinlandsverbrauch – einmalig in der Nachkriegszeit – zurückgegangen, und zwar um 1,9%.

1950–60	+10,3%	1972–73	+ 8,1%	1976–77	+ 2,3%
1960–70	+ 7,3%	1973–74	+ 2,8%	1977–78	+ 4,4%
1970–71	+ 6,2%	1974–75	– 1,9%	1978–79	+ 4,8%
1971–72	+ 8,0%	1975–76	+ 8,4%	1979/80	+ 0,5%

(3) Ein Gesamtbild der Entwicklung der auf die eingesetzten Primärenergien aufgegliederten Elektrizitätserzeugung der Bundesrepublik zwischen 1950 und 2000 gibt Übersicht 75. Der Rückgang des Anteils der Steinkohle und der Wasserkraft ist ebenso zu erkennen wie die wachsende Bedeutung der Erdölerzeugnisse, des Erdgases und vor allem der Kernenergie.

(4) Die *Auslastung der Kraftwerke* hat sich wesentlich verbessert: die durchschnittliche Jahresausnutzungsdauer der Gesamtengpaßleistung des Bundesgebietes, definiert als Quotient der Bruttoerzeugung des Jahres (1980: 368,8 TWh) und der am

[54] Engpaßleistung eines Kraftwerks ist seine höchste ausfahrbare Leistung. Sie kann brutto oder netto angegeben sein, je nachdem, ob die von den Hilfs- und Nebenanlagen beanspruchte elektrische Leistung und die Verluste in den Transformatoren eingeschlossen sind oder nicht.

Übersicht 75: Entwicklung der Elektrizitätserzeugung in der Bundesrepublik Deutschland

Energieträger	1950	1960	1970	1973	1977	1978	1985	1990	2000	60–73	73–77	77–90
					in Mrd kWh						Änderungsraten[a]	
Steinkohle	25,2	66,3	95,6	101,5	91,7	101,1	111	129	170	+3,3	−2,5	+2,7
Braunkohle	9,2	30,9	59,6	74,9	88,1	89,3	96	97	100	+7,0	+4,1	+0,7
Erdölerzeugnisse	0,3	3,2	36,4	42,3	29,4	31,1	42	36	10	+22	−8,9	+1,6
Erdgas	–	0,1	13,4	35,6	58,5	64,5	77	73	35	–	+13	+1,7
übrige	2,7	5,5	13,9	17,4	13,9	13,0	22	25	35	–	–	–
herkömml. Wärmekraft	37,4	106,0	218,9	271,7	281,6	299,0	348	360	350	+7,3	+0,9	+1,9
Wasserkraft	8,7	13,0	17,7	15,5	17,6	18,5	20	23	25	–	–	–
Kernenergie	–	–	6,0	11,8	36,1	35,9	156	260	510	–	+32	+16
Bruttoerzeugung	46,1	119,0	242,6	299,0	335,3	353,4[b]	524	643	885	+7,3	+2,9	+5,1
Nettoimporte	0,8	4,2	7,7	0,3	5,9	3,1	10	12	15	–	–	–
Bruttoverbrauch	46,9	123,2	250,3	309,3	341,2	356,5[c]	534	655	900	+7,3	+3,3	+4,9
					in % des Bruttoverbrauchs							
Steinkohle	53,8	53,8	38,3	32,8	26,9	28,3	20,7	19,7	18,8			
Braunkohle	19,6	25,1	23,8	24,2	25,9	25,0	18,0	14,8	11,1			
Erdölerzeugnisse	0,6	2,6	14,5	13,7	8,4	8,8	7,9	5,5	1,1			
Erdgas	–	0,1	5,4	11,5	17,1	18,1	14,4	11,1	3,9			
übrige Wärmekraft	5,8	4,5	5,5	5,6	4,2	3,7	4,1	3,8	3,9			
Wasserkraft	18,5	10,5	7,1	5,0	5,2	5,2	3,7	3,5	2,9			
Kernenergie	–	–	2,4	3,8	10,6	10,1	29,1	39,8	56,6			
Nettoimporte	1,7	3,4	3,1	3,4	1,7	0,8	1,9	1,8	1,7			
Bruttoverbrauch	100	100	100	100	100	100	100	100	100			

[a] in Prozent p.a. [b] 1979: 372,2 und 1980: 368,8 [c] 1979: 372,8 und 1980: 374,5

Abb. 45: Gesamtstromerzeugung der Bundesrepublik Deutschland einschl. Berlin (West) nach eingesetzten Primärenergien, Angaben in %.

---

zu nebenstehender Übersicht

Quellen: Verschiedene Energiestatistiken, Prognose des Energieverbrauchs der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahre 1990 und Perspektiven für den Energieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland bis 2000, beides Informationsanlagen zur Zweiten Fortschreibung des Energieprogramms vom 19. 12. 1977 (Bundestags-Drucksache 8/1357)

Jahresende vorhandenen Bruttoengpaßleistung aller Kraftwerke (31. 12. 1980: 87257 MWe) erhöhte sich von 47,6% (4169 Stunden) in 1958 auf 55,5% (4819 Stunden) in 1973 und fiel dann bis 1980 auf 47,7% (4188 Stunden) zurück, insbesondere wegen des konjunkturbedingten Zurückbleibens der Zuwachsraten des Elektrizitätsverbrauchs hinter den Zubauraten des Kraftwerksparks (das Jahr zählt 8760 Stunden). Für die letzten Jahre errechnen sich die folgenden durchschnittlichen Auslastungen der Kraftwerke des Bundesgebiets (einschl. Berlins):

1972	54,4%	1975	46,3%	1978	47,6%
1973	55,0%	1976	46,6%	1979	48,3%
1974	50,1%	1977	45,7%	1980	47,7%

(5) Im Jahre 1980 war das öffentliche Netz am 16. Januar um 11 Uhr am höchsten belastet: 51693 MW. Unter Berücksichtigung der Stromeinspeisung aus Kraftwerken der Industrie und der Bundesbahn sowie des Stromaustausches mit den Nachbarländern war zu dieser Stunde im Januar 1980 64162 MW, d.h. 77,9% der Brutto-Engpaßleistung der öffentlichen Elektrizitätswirtschaft von 71167 MW tatsächlich verfügbar. Die danach damals verbliebene Reserveleistung[55] von 12469 MW, d.i. 24,4% der Jahreshöchstlast oder 14,2% der Brutto-Engpaßlei-

[55] Für die Inanspruchnahme der Kraftwerksreserve kann es eine Vielzahl von Gründen geben;
- In einem großen Netz kann es jederzeit zu kleinen oder größeren Störungen an den Kraftwerks- oder Netzanlagen kommen;
- regelmäßige Grundüberholungen und amtliche Revisionen der Kraftwerke machen mehrwöchige Betriebsunterbrechungen erforderlich;
- durch das Zusammentreffen ungünstiger Umstände (z.B. extreme Wetterlagen) kann es zu unvorhersehbaren Lastspitzen kommen.

Sekundenreserve: Fällt ein Kraftwerk aus, so übernehmen zunächst automatisch in Sekundenschnelle die Kraftwerke des westeuropäischen Verbundes die Versorgung mit. Diese Hilfe verteilt sich auf eine Vielzehl von Lieferern und wird so für den einzelnen kaum spürbar.

Minutenreserve: Jeder Stromerzeuger ist jedoch verpflichtet, das Defizit innerhalb weniger Minuten selbst auszugleichen, und zwar durch Mehrlieferung aus schnellstartenden eigenen Kraftwerken.

Stundenreserve: In einer dritten Phase wird schließlich die »Minutenreserve« durch die »Stundenreserve« abgelöst. Zu diesem Zweck werden langsamer startende, dafür aber kostengünstigere Kraftwerke angefahren, um die Versorgungslücke zu schließen.

Grundsätzlich gilt, daß die Verbundhilfe nur vorübergehend in Anspruch genommen werden kann. Sonst würde es – bei einer Dauerinanspruchnahme der

stung der gesamten deutschen Stromversorgung von 87665 MW wird von der Elektrizitätswirtschaft zur Sicherstellung der Versorgung für erforderlich gehalten, da (nach den jüngsten Daten zu Recht) mit verzögertem Kraftwerksausbau zu rechnen ist und in Höchstbelastungszeiten unvorhergesehene Lastspitzen und Kraftwerksausfälle zusammentreffen können.

Dabei ist auch folgendes zu bedenken: Übersteigt die Stromnachfrage auch nur kurzfristig das Stromangebot, so bleibt nicht nur die Übernachfrage ungedeckt. Vielmehr bricht das gesamte Netz mit unabsehbaren Folgen zusammen, wie der mehrfache Black-Out im Nordosten der Vereinigten Staaten gezeigt hat. Bei Höchstbelastung des Netzes kann selbst der Ausfall eines Kraftwerksblocks oder die Überlastung einer Leitung zu einem solchen Zusammenbruch führen, der volkswirtschaftlich erhebliche Kosten verursacht. So hat der am 19. Dezember 1978 um 8.23 Uhr eingetretene Zusammenbruch der französischen Stromversorgung zu einem Schaden von 4 Mrd französische Franken oder 1,7 Mrd DM geführt (Mitteilung von »Les Echos«).

Schließlich sollte bedacht werden, daß die infolge der Ereignisse im Iran nach oben geschnellten Preise für leichtes Heizöl die Haushalte zu sparsamerer Verwendung ihrer Vorräte und damit zu stärkerer Einschaltung von Elektroheizgeräten veranlaßt haben und für die Zukunft veranlassen könnten. Die Elektrizitätswirtschaft muß derartige, häufig nicht vorhersehbare Nachfragestöße auffangen können. Bei verringerten Möglichkeiten, Strom aus den Nachbarländern zu beziehen (alle westlichen Nachbarstaaten stehen vor ähnlichen Problemen), muß die Reserveleistung daher ausreichend hoch gehalten werden.

(6) Da in den letzten vier Jahren praktisch weder Kohle- noch Kernkraftwerke im Bau begonnen wurden (letztmalig wurde am 6. Juli 1977 für ein Kernkraftwerk – Philippsburg II – eine erste Teilerrichtungsgenehmigung erteilt; für Kohlekraftwerke ist die Lage ähnlich) wird die betriebsnotwendige Reserve langsam aufgezehrt. Ändert sich die Lage nicht, d.h. wird nicht alsbald mit dem Bau von Kraftwerken gleich welcher Art be-

Übertragungswege und Reservekapazitäten – im Falle weiterer Störungen zu Netzzusammenbrüchen kommen.

Jedes Unternehmen muß also für eine zuverlässige Stromversorgung ausreichende Kraftwerksreserve – Minuten- und Stundenreserve – vorhalten (nach HEW).

gonnen, so ist abzusehen, daß etwa ab Mitte der 80er Jahre die dann erwartete Jahreshöchstlast durch die verfügbare Kraftwerksleistung nicht mehr gedeckt werden kann, so daß die Stromversorgung nicht mehr zu jeder Zeit und in vollem Umfange gesichert ist.

Folgende Rechnung der VDEW vom März 1979 macht dies deutlich: Ausgangsdatum für die Bedarfsdeckung ist die Leistung der Kraftwerke der öffentlichen Versorgung zuzüglich der vertraglichen Strombezüge von der inländischen Industrie und aus dem Ausland, zusammen rd. 76 GWe für das Jahr 1979. Davon sind 6 GWe abzusetzen, die in Höchstlast-Zeiten nicht einsetzbar sein werden. Diesen 70 GWe steht ein voraussichtlich benötigtes Volumen von 65 GWe gegenüber, das sich aus der erwarteten Höchstlast von 53 GWe und der erforderlichen Reserve von 12 GWe zusammensetzt. Die »tatsächliche, freie Leistung« zum Jahresende 1979 hat somit nur etwa 5 GWe betragen. Bei einem Verbrauchs-Zuwachs von jährlich 4%/a müßten in der Bundesrepublik bis 1990 insgesamt 98 GWe und bei 6%/a[56] sogar 123 GWe zur Verfügung stehen. Selbst unter der Voraussetzung, daß die zur Zeit in Bau befindlichen Kohle- und Kernkraftwerke in absehbarer Zeit fertiggestellt werden könnten, müßte bei 4%/a in den achtziger Jahren zunächst die erforderliche Reserve angegriffen werden, sodaß gegen Ende des Jahrzehnts Versorgungsrisiken unvermeidlich wären. Bei einem Zuwachs um 6%/a wären ohne weitere Kraftwerke in der zweiten Hälfte der achtziger Jahre schwerwiegende Lastdeckungsprobleme zu erwarten.

Diese Rechnung der VDEW vom März 1979 berücksichtigt weder die danach eingetretene, inzwischen aber wieder abgeflachte Konjunkturbelebung noch, daß die seit Anfang des Jahres erheblich angestiegenen Preise für leichtes Heizöl zu verstärkter Nutzung von Elektroöfen verleiten können. Demgemäß sind neuere Rechnungen pessimistischer. So erwartet das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) Berlin in einer am 14. Juni 1979 vorgelegten Rechnung, daß unter der Annahme eines realen Wirtschaftswachstums von nur 3,4%/a bis 1985 der deutsche Strombedarf schon 1984 nicht mehr voll gedeckt werden kann, wenn nur die im Bau befindlichen Kraft-

[56] Die Zweite Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung erwartet bis 1990 einen Stromverbrauchszuwachs von 4,9%/a. Aufgrund von Umfragen bei den großen Stromerzeugern rechnet die Elektrizitätswirtschaft derzeit (Anfang 1981) mit einer Zuwachsrate bis 1990 von 4%/a.

werke vollendet, aber keine neuen Bauvorhaben in Angriff genommen werden.

Nach einer Mitteilung vom 20. November 1980 rechnet die VDEW damit, daß die Leistungsnachfrage bis 1990 um jährlich etwa 3000 MW zunehmen wird. Zur Deckung dieser Nachfrage sei es erforderlich, bis 1991 eine Kraftwerksleistung von 32 GW zuzubauen, und zwar rund 22 GW Kernkraftwerke (70%) und rund 8 GW Kohlekraftwerke (25%). Außerdem sei erforderlich, in dieser Zeit rund 8 GW alte Anlagen zu ersetzen. Selbst mit diesem Neubauprogramm könne noch nicht die kostengünstige 1 zu 1-Relation zwischen Grundlast einerseits sowie Mittel- und Spitzenlast andererseits erreicht werden, sondern nur ein Verhältnis von 43 zu 57. Bei der gegebenen Lage hält es die VDEW für mindestens erforderlich, daß die Ende 1980 im Bau und im Genehmigungsverfahren befindlichen Kraftwerke wie vorgesehen in Betrieb gehen. Insgesamt handelt es sich dabei um Anlagen mit 26,7 GW Bruttoleistung.

Vorher – im August 1980 – hatte die VDEW mitgeteilt, daß die zu diesem Zeitpunkt bereits in Angriff genommenen Neu- und Erweiterungsbauten von Kraftwerken der öffentlichen Versorgung bis 1986 zum Zubau von 16,6 GW Kraftwerksleistung brutto führen werden, davon entfielen 60% auf Kernkraftwerke und 29% auf Steinkohlekraftwerke. Die im Bau befindlichen neuen Kernkraftwerke mit rund 10 GW Leistung seien durch gerichtliche Einsprüche oder zusätzliche behördliche Auflagen zwischen 3 und 7½ Jahren verzögert. Zudem befände sich eine Anzahl von Kernkraftprojekten in teilweise bereits 5 Jahre andauernden Genehmigungsverfahren, ohne daß ein Baubeginn abzusehen sei. Für herkömmliche Wärmekraftwerke sei die Lage ähnlich.

(7) Die bis 1973 zu registrierende Erhöhung der Jahresausnutzungsdauer konnte in erster Linie durch Entwicklung und Ausweitung der Elektrospeicherheizung erreicht werden. Das kommt auch darin zum Ausdruck, daß sich in der Zeit zwischen 1969 und 1974 der Haushaltsverbrauch um 12,0%/a, der Industrieverbrauch dagegen nur um 5,3%/a erhöhte. Die Täler in den Lastdiagrammen waren nach dieser Entwicklung 1974 weitgehend aufgefüllt.

Vornehmlich wegen der rezessionsbedingten Dämpfung des industriellen Stromverbrauchs hat sich die Verlagerung zu Gunsten der Haushaltsabnehmer auch seitdem fortgesetzt. Folgende Zahlenreihe der Versorgungsanteile der beiden wichtig-

sten Abnehmergruppen veranschaulicht diese Strukturveränderung:

Jahr	Industrie	Haushalte	Jahr	Industrie	Haushalte
1967	62,8	17,6	1974	57,4	22,6
1968	62,4	18,0	1975	53,6	24,7
1969	61,6	18,5	1976	54,2	24,3
1970	60,3	19,7	1977	51,1	23,5
1971	59,0	20,9	1978	52,7	25,3
1972	57,7	22,0	1979	53,0	24,9
1973	57,9	22,0	1980	52,1	25,4

2.3.3 Perspektiven der deutschen Elektrizitätswirtschaft bis zur Jahrhundertwende

Die zukünftige Entwicklung der Elektrizitätsversorgung der Bundesrepublik ist heftig umstritten, sowohl hinsichtlich der Nachfrageentwicklung als mehr noch hinsichtlich der Beiträge der einzelnen Primärenergien. Die letzte »offizielle« Vorausschau wurde als Teil der »Zweiten Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung« am 14. Dezember 1977 (Bundestags-Drucksache 8/1357) bekanntgegeben (s. Übersicht 65). Sie beruht auf einer Untersuchung der drei energiewirtschaftlichen Institute, denen von der Bundesregierung ein Wirtschaftswachstum von 4%/a für die Zeit 1975 bis 1985 vorgegeben war, eine Vorgabe, die in die Energieprognose der Institute als »Basisfall« eingesetzt wurde und zu den in Übersicht 76 genannten Daten führt.

Bedingt durch die verlangsamte Wirtschaftsentwicklung und den Widerstand gegen die Kernenergie haben die Prognosen für 1985 und auch für die späteren Ertragsjahre mehrfach zurückgenommen werden müssen, Übersicht 77 zeigt dies.

Nach Angebot, Nachfrage und Struktur ist die zukünftige deutsche Elektrizitätsversorgung heute unsicherer als jemals seit dem letzten Kriege. Die Infragestellung der Eigentums- und Entscheidungsstruktur dieses Wirtschaftszweiges, die mittelfristig ungewisse Konjunkturlage, die erforderlichen aber noch keineswegs absehbaren wirtschaftlichen Strukturveränderungen, die Auseinandersetzungen um den Anteil der Elektrizität am Energieverbrauch, die weithin umstrittene Akzeptanz der Kernenergie und der nicht nachlassende Widerstand auch gegen

Übersicht 76: Entwicklung elektrizitätswirtschaftlicher Kenndaten der Bundesrepublik 1960 bis 2000 gemäß Energiestatistiken und »Zweiter Fortschreibung« (Basisfall)

DIW-Prognose vom 14. Juni 1979 – Variante (vgl. S. 301)

Jahr	Stromverbrauch		Engpaßleistung[a]		Kernkraftleistung	
	TWh	% p. a.	GWe	% p. a.	GWe	% p. a.
1960	132,2		28,4		–	
		7,3		6,2		–
1973	309,3		62,1		2,4	
		2,9[b]		6,6		29
1978	356,5		85,5		8,7	
		5,9/*4,2*		3,7/2,*0*		16/*11*
1985	534/*475*		110/*98,4*		24[c]/*18,6*	
		4,2/3,6		3,7/*6,8*		11/*13*
1990	655/*568*		132/*116,4*		40[c]/*34*	
		3,2/2,*8*		2,9/2,6		6,5/*4,7*
2000[d]	900/*750*		175/*150*		75[c]/*54*	

[a] bis 1978 am jeweiligen Jahresende
[b] 1973–1979: + 3,2%/a
[c] kaum zu verwirklichen
[d] Andere, seit 1977 vorgelegte Vorausschätzungen für das Jahr 2000 (Quelle VGB Tätigkeitsbericht 1979/80)

	Stromverbrauch	Engpaßleistung	Kernkraftleistung
ASA/AGF	770–960 TWh	152–180 GWe	66–95 GWe
BP	975 TWh	175 GWe	100 GWe
Eppler	580 TWh	–	–
ESSO	–	–	70 GWe
SHELL	648 TWh	131 GWe	35 GWe

Übersicht 77: Elektrizitätswirtschaftliche Voraussagen für 1985

	Stromverbrauch 1985 in Mrd kWh	Kernenergieleistung 1985 in GWe
Gemeinschaftsprognose vom 18. 1. 1973 für das Energieprogramm v. September 1973	610	45
Erste Fortschreibung v. Oktober 1974	557	45–50
Grundlinien und Eckwerte v. März 1977 (Gutachten v. Februar 1977)	565	30
Zweite Fortschreibung v. Dezember 1977	534	24
DIW-Prognose vom 14. Juni 1979	454/475	18,6

den Bau von Steinkohlekraftwerken stehen verläßlichen Voraussagen entgegen.

Die Zweifel an der Notwendigkeit einer Ausweitung der deutschen Elektrizitätsversorgung sind in der jüngsten Zeit geringer geworden, dies vor allem aus zwei Gründen:

(a) Die Auffassung setzt sich mehr und mehr durch, daß sich dank Kohle und Kernenergie die Elektrizitätserzeugung energiewirtschaftlich und energiepolitisch noch am vergleichsweise leichtesten wird ausweiten lassen. Damit wäre die Elektrizität in der Lage, Öl, vornehmlich über die Zwischenglieder Kohle oder Erdgas, massiv zu substitutieren. Durchaus denkbar wäre es, daß in dem Maße, in welchem sich Heizöl und Erdgas für die Raumheizung verknappen und/oder verteuern, die Elektroheizung wieder an Interesse gewinnt. Die französische Energiepolitik ist für eine solche Orientierung beispielhaft.

(b) Die Elektrizitätswirtschaft muß auf zahlreichen Anwendungsgebieten mit einer Ausweitung der Nachfrage rechnen. Zu einer Erhöhung des Strombedarfs werden beispielsweise beitragen:

- der Betrieb von Wärmepumpen;
- der Ausbau des Schienenverkehrs;
- der Einsatz von Elektrofahrzeugen im innerstädtischen Verkehr;
- der Betrieb von Sonnenenergieanlagen (hier vor allem für die Einrichtungen zur Steuerung und Regelung);
- die Ausweitung der Fernwärme- und der Wasserversorgung;

Übersicht 78: Preisentwicklung der Brennstoffe für Wärmekraftwerke seit 1973

	Preise in DM/t SKE		
	1973	1978	Feb. 81
Ruhrkohle	95	170	235
Importkohle	65	100	175[b]
Heizöl	60	130	350
Erdgas	35	110	330[a]

[a] niederländisches Erdgas ab Oktober 1981

[b] Laut Mitteilung der Ruhrkohle AG kostete Importkohle für Kraftwerke Mitte 1981 durchschnittlich 180 DM/t cif Rotterdam.

- zahlreiche Umweltschutzmaßnahmen, so der Betrieb von Kläranlagen und Anlagen zur Abgasreinigung sowie von Kühltürmen.

Vor völlig neuen, in ihren Konsequenzen noch keineswegs absehbaren Problemen steht die deutsche Elektrizitätswirtschaft nach der unerwartet starken Erhöhung der Preise für die von ihr verwendeten fossilen Brennstoffe. In Übersicht 78 finden sich einige Angaben über die Preisentwicklung, die die Dimension dieses Problems aufzeigen.

Der Preis der Einfuhrkohle hat sich dem Preis der heimischen Kohle stark angenähert. Schweres Heizöl und Erdgas haben die heimische Kohle im Preis deutlich überholt. Damit können diese beiden Kohlenwasserstoffe nicht mehr wirtschaftlich zur Stromerzeugung in der Grundlast eingesetzt werden. Hinzu kommt, daß auch die Verstromung von Braunkohle in Frage gestellt sein kann, denn diese absehbar nur in begrenzten Mengen verfügbare Kohle wäre für eine Veredelung – Vergasung oder Verflüssigung – technisch und wirtschaftlich wesentlich besser geeignet als Steinkohle. Auf mittlere und längere Sicht sind somit die Einsatzbrennstoffe für fast 50% der in Deutschland erzeugten Elektrizität (1980) nur noch bedingt oder begrenzt verfügbar. Dies erfordert eine grundlegende Änderung der Struktur der deutschen Stromerzeugung – die absehbar wohl wichtigste Aufgabe der Stromwirtschaftspolitik. Die politisch interessierte Öffentlichkeit ist noch weit davon entfernt, diese neue Sachlage als Problem zu akzeptieren.

Preise 1973 = 100			Ruhrkohlepreise = 100		
1973	1978	Feb. 81	1973	1978	Feb. 81
100	180	250	100	100	100
100	150	270	70	60	75
100	220	580	65	75	150
100	310	940[a]	35	65	140[a]

2.4 *Rationelle Energienutzung – Alternativ-Szenarien*

2.4.1 *Energiesparen im internationalen Kontext*

Die durch die Iran-Krise ausgelöste Verteuerung und Verknappung des Rohöls hat in allen westlichen Industrieländern und übrigens auch in den kommunistischen Ländern die Forderung lauter werden lassen, Energie sparsamer zu verwenden. Auf der Gipfelkonferenz Ende Juni 1979 in Tokio wurde die durch Energieeinsparungen zu erreichende Verringerung der Mineralöleinfuhren nach schwierigen Verhandlungen festgelegt. Die sieben Staats- und Regierungschefs gingen damit die Verpflichtung ein, die zumeist notwendigen Gesetzesvorlagen in den Parlamenten einzubringen. Es lag und liegt seitdem in der Hand der Volksvertreter schlußendlich zu entscheiden, ob die Sparabsichten verwirklicht werden. Der amerikanische Kongreß hat in den letzten Jahren immer wieder demonstriert, wie lang, mühevoll und unsicher der Weg zur »Bill« ist (vgl. S. 179f.).

All dies geschah, weil wenigstens bis 1979 die Auffassung vorherrschte, daß unverbindliche Absprachen nicht genügen, um mittel- und langfristig eine ausreichende und sichere Energieversorgung sowohl der westlichen Industrieländer als auch der ölarmen Entwicklungsländer zu gewährleisten. Diese seitdem keineswegs ausgeräumten Besorgnisse lassen sich auf fünf Feststellungen reduzieren:

- mittel- und langfristig ist nicht mit einer ausreichenden Ölversorgung zu rechnen;
- gegen plötzliche und unerwartete Versorgungsunterbrechungen ist nicht genügend Vorsorge getroffen;
- die Hoffnungen auf ein energiebewußtes Verbraucherverhalten haben sich weltweit nur recht begrenzt erfüllt;
- »neue« Energien werden vorerst keinen nennenswerten Beitrag zur Energieversorgung leisten;
- der Ausbau der Kernenergie ist in weiten Regionen der Welt behindert oder verzögert.

Es wird demgegenüber geltend gemacht, im OECD-Bereich blieb der Energieverbrauchszuwachs zwischen 1973 und 1980 deutlich hinter dem Wirtschaftswachstum zurück. Energie wurde rationeller verwendet. Dem ist aber entgegenzuhalten, daß Aussagen über eine längerfristig zu erwartende nachhaltige Entkopplung von einem Wirtschaftswachstum ausgehen müs-

sen, das stark genug ist, um die Rezession zu überwinden: wenigstens 4% p.a.

Die begrenzte Kopplung zwischen Wirtschaftstätigkeit und Energieverbrauch wäre übrigens entscheidend gelockert worden, wenn der Energieverbrauch durch dekretierte Sparmaßnahmen erheblich eingeschränkt worden wäre oder auch, wenn Energieangebot und Energienachfrage nicht mehr über den Preis hätten ausgeglichen werden können, beispielsweise bei einem rigorosen Preisstop. Eine solche anomale Lage war z.B. im Sommer 1979 bei der Versorgung einzelner Regionen der Vereinigten Staaten mit »Gasolin« gegeben. An diesen Koppelungsmechanismus sollte man bei Voraussagen über das Verhältnis des Wirtschaftswachstums zum Energieverbrauch denken.

Hier sei nochmals unterstrichen, daß Energiesparaktionen nur langfristig erfolgreich sein können. In der Tat ist weltweit bis 1979 nur wenig erreicht worden. Erst seit Beginn des Jahres 1980 zeichnet sich eine Wende ab.

Die Maßnahmen zur sparsamen Verwendung von Energie sind von Land zu Land verschieden. Das Maß der Eingriffe und die Auswahl der Instrumente lassen dabei bemerkenswerte Unterschiede erkennen in der Mentalität und der Sensibilisierung der Bevölkerung, im Grade des Bedrohtseins oder des Sich-Bedrohtfühlens und vor allem auch in den bei solchen Eingriffen zu beachtenden ordnungspolitischen Grundsätzen. Die folgenden stichwortartigen Hinweise zeigen die Vielfalt der seit 1979 in Ländern der westlichen Welt ergriffenen oder beabsichtigten Energiesparmaßnahmen (vgl. Handelsblatt v. 4. Juli 1979 und Die Welt vom 13. Juli 1979):

Frankreich: Haushalte erhalten nur noch 90% der vorjährigen Heizölmengen. Im Winter darf die Temperatur in Wohnungen und Büros 19° C nicht übersteigen. Die geltenden Höchstgeschwindigkeiten werden schärfer überwacht. Die PKW-Hersteller werden Prototypen entwickeln, deren Kraftstoffverbrauch um 25% unter dem gegenwärtigen Durchschnitt liegt. Seit dem Black-out im Dezember 1978 werden zeitweilige Stromsperren für Großverbraucher erwogen.

Italien: Wegen der lang andauernden Regierungskrise ist man nicht sehr weit über die Diskussion möglicher Energiesparmaßnahmen hinausgekommen: niedrigeres Tempolimit; rigorose Einschränkung der Parkmöglichkeiten in den historischen Stadtkernen; Erhöhung der Benzinpreise; Abschalten von

Leuchtreklamen; Kontrolle der Thermostate in den Privathäusern, Verlängerung der Schulferien in der Weihnachtszeit usw.

Großbritannien: Die Regierung rechnet damit, daß die von den OPEC-Beschlüssen ausgelösten Preiserhöhungen die Nachfrage nach Energie ausreichend senken werden. An eine Bewirtschaftung wird nicht gedacht. Unter anderem ist aber vorgesehen, die Beheizung öffentlicher Gebäude und von privaten Büroblocks zu regulieren.

Niederlande: Auf freiwilliger Basis sollen 1979 5% und 1980 10% des Benzinverbrauchs eingespart werden. Das schon seit längerer Zeit geltende Tempo 100 wird strenger überwacht. In öffentlichen Gebäuden werden Heizung und Licht eingespart.

Belgien: Die Ölgesellschaften vermindern ihre Lieferungen an private Abnehmer auf 80% und an Unternehmen auf 85 bis 90% der Vorjahresmengen. Lichtreklamen nach 21 Uhr sind untersagt.

USA: Das seit einigen Jahren geltende Tempolimit von 55 Meilen pro Stunde (85 km/h) wird aufrechterhalten und strenger überwacht. Die Automobilindustrie hat bei den Modelljahrgängen bis 1984 Durchschnittsverbrauchswerte einzuhalten. Ab 1985 darf dieser Verbrauch 8,5 Liter/100 km nicht überschreiten. Öffentliche Gebäude dürfen nicht über 18,5° C geheizt oder unter 25° C gekühlt werden[57]. Die Preise für das in den USA geförderte Rohöl sollen schrittweise an das Weltpreisniveau angepaßt werden.

Japan: Die Regierung empfiehlt, Zimmertemperaturen im Winter nicht über 19° ansteigen zu lassen und im Sommer keine Kühlung bis unter 28° C vorzunehmen. Der Gebrauch von Dienstwagen wird um 20% vermindert, die Schaufensterbeleuchtung um 33%. Je einer von fünf Aufzügen ist stillzulegen. An die Tankstellen wird appelliert, sonntags zu schließen.

Als *Fazit* mag hier die Feststellung genügen, daß die Regierungen bei ihren Bemühungen um rationellere Energieverwendung erst am Anfang eines langen und beschwerlichen Weges stehen. Vor allem im Haushaltsbereich hat sich der Verbrauch an Energie bislang kaum vermindert. Sparappelle und »Seelenmassagen« zeigen kaum Wirkung. Soweit nicht höhere Preise ihre Wirkung tun, ändert sich das Verbraucherverhalten offenbar nur unter Druck, d.h. bei einem fühlbaren Mangel.

[57a] Ronald Reagan hat diese von seinem Amtsvorgänger J. Carter im Juli 1979 eingeführte Vorschrift im Februar 1981 wieder aufgehoben. Dieser staatliche Eingriff schränke das Leben der Amerikaner zu sehr ein.

2.4.2 Möglichkeiten der Einsparung von Energie

(1) Der Energieverbrauch kann auf *vier Wegen* vermindert werden:

- durch rationellere Gestaltung der Energiegewinnungs- und Umwandlungs-Prozesse – etwa durch Erhöhung des Wirkungsgrades von Kraftwerken;
- durch bessere Energienutzung, d.h. durch Verminderung des spezifischen Energieverbrauchs für bestimmte Anwendungen – etwa durch Wärmedämmung in Gebäuden;
- durch Umstellung von einer Energieart auf eine andere mit dem Ergebnis einer Verbesserung des *Gesamt*wirkungsgrades, dieser gerechnet über die ganze Spanne von der eingesetzten Primärenergie bis zu der für einen bestimmten Zweck benötigten Nutzenergie (Hier ist zu beachten, daß in den Gesamtwirkungsgrad nicht nur die Verluste bei der Energiegewinnung und Energieumwandlung, sondern auch die zu einem Teil wesentlich größeren Verluste bei der Energienutzung eingehen. Da für die Wärmebereitstellung Elektrogeräte zumeist gezielter eingesetzt, d.h. elektrische Energie zumeist besser genutzt werden kann als andere Energien, wird der schlechte Umwandlungswirkungsgrad bei der Stromerzeugung teilweise und häufig sogar vollständig ausgeglichen.);
- durch Verzicht auf die Nutzung von Energie – etwa durch Verminderung der Raumtemperaturen.

Übersicht 79: Der deutsche Energieverbrauch, aufgegliedert nach Nutzungsarten und Verbrauchergruppen

Energienutzung	Licht u. Kraft	Prozeßwärme	Raumheizung	insgesamt
Industrie	4	27	5	36
Verkehr	19	0	<1	20
priv. Haushalte	<1	4	19	24
Kleinverbrauch[a]	1	4	15	20
insgesamt	25	35	40	100

[a] Landwirtschaft, Handel und Handwerk, Behörden, Dienstleistungsbetriebe, z.B. Krankenhäuser usw.

Quelle: H. Schaefer, Kernfragen, München 1979

Diese vier Wege der Verminderung des Energieverbrauchs werden in diesem Buch synonym als »Energie sparen« bzw. »rationellere Energieverwendung« bezeichnet.

(2) Für die Möglichkeiten, in der Bundesrepublik Energie zu sparen, sind die folgenden *Ausgangsdaten* bestimmend:

(a) Nur rund 67% des Primärenergieaufkommens (1979 etwa 410 Mio jato SKE) werden als »Endenergie« (das sind 275 Mio jato SKE) verbraucht. 8% dienen nicht-energetischen Zwecken. 25% des Aufkommens beanspruchen Eigenbedarf und Verluste im Energiesektor. In diesem Bereich werden die Möglichkeiten einer Einsparung von Energie schon zur Erhaltung der Wirtschaftlichkeit so intensiv wie nur möglich genutzt. Die im Vergleich zum übrigen Preis- und Kostenniveau stark gestiegenen Energiepreise werden aber neue Rationalisierungsimpulse geben.

(b) Der Endenergieverbrauch teilt sich auf die drei Energienutzungen und die vier Verbrauchergruppen gemäß Übersicht 79 auf.

(c) Einsparungen sind vor allem möglich bei der Raumheizung in den Haushalten und im Kleinverbrauch (insgesamt 34% des Energieverbrauchs; die privaten Haushaltungen benötigen allein 92% der von ihnen verbrauchten Energie für die Bereitstellung von Wärme für Raumheizung und für Warmwasser). Hier stehen Maßnahmen zur Wärmedämmung im Vordergrund, die bei den vergleichsweise wenigen Neubauten ohne besondere Schwierigkeiten, bei den der Zahl nach weit überwiegenden Altbauten dagegen nur mit erheblichen Kosten und unter Inanspruchnahme öffentlicher Mittel durchgeführt werden können. (Von den 21,4 Mio Wohnungen in der Bundesrepublik sind 21,5% mehr als 60 Jahre, 14,5% 30 bis 59 Jahre, 35,5% 14 bis 29 Jahre und 28,5% weniger als 14 Jahre alt.)

(3) Nach H. Schaefer liegen die Möglichkeiten eines rationelleren Energieeinsatzes teilweise im nichttechnischen, vielfach im technischen und überwiegend im energetischen Bereich. Ihre Realisierung erfordert im allgemeinen weniger die Einführung neuer Technologien, sondern vielmehr das Koordinieren und Nutzen vorhandener Erkenntnisse und bewährter Techniken. Sie lassen sich kurz folgendermaßen charakterisieren:

- Vermeiden unnötigen Nutzenergieverbrauchs
- Senken des spezifischen Nutzenergieverbrauchs für bestimmte Anwendungszwecke

- Verringerung des auf den Nutzenergiebedarf bezogenen Primärenergiebedarfs
- verstärkte Nutzung ständig verfügbarer Energiequellen
- Energierückgewinnung, wo dies technisch und wirtschaftlich sinnvoll erscheint
- Nutzen von Umweltenergie.

In der Praxis kann weder mit einer sofortigen noch mit einer vollständigen Realisierung der denkbaren Maßnahmen gerechnet werden. Die Gerätegebundenheit der Energieumsetzung birgt neben den Fragen der Wirtschaftlichkeit auch rein technische Probleme, durch die mancher Vorschlag sich als zeitaufwendig oder gänzlich unrealistisch erweist.

(4) Unter den Möglichkeiten der Energierückgewinnung verdient die *Wärmepumpe* besonderes Interesse, da sie am ehesten geeignet ist, den Energieverbrauch fühlbar zu vermindern. Ihr Prinzip beruht darauf, daß man der Umgebung Wärme bei niedriger Temperatur entzieht und diese Wärme – unter gleichzeitigem Einsatz hochwertiger Energie zum Betrieb von Elektro-, Gas- oder Dieselmotoren – auf ein Temperaturniveau »pumpt«, das für die Warmwasserbereitung oder Raumheizung ausreicht. Dies ist das umgekehrte Prinzip des Kühlschranks: Durch Verdampfen einer Flüssigkeit unter geringem Druck wird Wärme niedriger Temperatur aufgenommen. Der entstandene Dampf wird dann unter hohem Druck kondensiert. Dadurch entsteht Wärme höherer Temperatur. Die Wärmepumpe entnimmt zwischen 50 und 70% der benötigten Heizenergie dem Energievorrat der Umwelt. Sie erreicht damit Leistungsziffern (Nutzenergie im Verhältnis zur Einsatzenergie) von 2 bis 3 und auch mehr.

Soweit die Wärmepumpe mit elektrischer Energie betrieben wird, ist versorgungswirtschaftlich von Nachteil, daß sie gerade zur Zeit der Belastungsspitze den meisten Strom benötigt. Die Elektrizitätswirtschaft empfiehlt daher die »bivalente Wärmepumpe« (d.h. die durch einen anderen Wärmeerzeuger ergänzte Wärmepumpe), die vor der monovalenten Pumpe den Vorteil hat, daß sie bei milder Witterung die freie Kraftwerkskapazität nutzt, während an kalten Tagen vom Wärmepumpenbetrieb auf die zumeist ohnehin vorhandene normale Heizung umgestellt wird. Die im Wirkungsgrad eindeutig günstigere und auch von den Restriktionen während der Hauptbelastungszeiten freie Gas- oder Diesel-Wärmepumpe bedarf noch weiterer technischer Entwicklung, um störungsfrei und umweltfreundlich im

Dauerbetrieb eingesetzt werden zu können. Auch wenn sie Heizöl ersetzt, schafft sie einen Zusatzbedarf an knappem und teurem Gas oder Dieselöl. Alles deutet darauf hin, daß die Wärmepumpe, vornehmlich die bivalente elektrische, in Deutschland eine große Zukunft hat. Das RWE rechnet damit, daß 1985 in der Bundesrepublik – abhängig von der Anpassungsfähigkeit des Installationsgewerbes und dem Ausmaß der Öl- und Gaspreissteigerungen – 300000 bis 500000 Elektro-Wärmepumpen in Betrieb sein werden; 1990 sogar 1 bis 3 Millionen.

(5) In welchem Maße die Wärmepumpe imstande ist, sowohl die für eine Einheit Nutzwärme erforderliche Menge an Primärenergie zu vermindern, als auch auf Energieeinfuhren zu verzichten, zeigt eindrucksvoll ein Vergleich, den G. Klätte auf einer Arbeitstagung der VDEW am 19. November 1979 in Bonn vorgelegt hat (vgl. Abb. 46). Hierzu einige Erläuterungen:

- Die Ölheizung erfordert je Einheit Nutzenergie 1,73 Einheiten Primärenergie, fast ausschließlich Einfuhrenergie. Die Umwandlungsverluste entstehen mit 0,12 Einheiten bei der Energiebereitstellung und mit 0,61 Einheiten am Verbrauchsort.
- Die elektrische Speicherheizung benötigt 2,7 Einheiten Primärenergie, hier aber nur 0,4 Einheiten Importenergie, für eine Einheit Nutzenergie. Ihr Wirkungsgrad ist somit recht ungünstig. Dieser Nachteil wird aber aufgewogen durch den Umstand, daß die benötigten Einfuhrenergien – Kohle, Erdgas und Uran für die Stromerzeugung – größere Versorgungssicherheit bieten und zudem der Anteil der Urankosten an den Stromerzeugungskosten recht niedrig ist, der Devisenaufwand sich somit in Grenzen hält. Trotz des hohen Primärenergiebedarfs ist die elektrische Speicherheizung somit volkswirtschaftlich durchaus sinnvoll.
- Jede Wärmepumpe macht Umgebungswärme für die Raumheizung nutzbar. Daher der vergleichsweise gute Wirkungsgrad ausgedrückt in der Relation Primärenergie zu Nutzenergie.
- Den günstigsten Wirkungsgrad erreicht die Gaswärmepumpe, hier eingerichtet für alternativen Betrieb (Gasheizung an besonders kalten Tagen). Von Nachteil ist der vergleichsweise hohe Importbedarf bei der Gasversorgung.
- Unter den Elektrowärmepumpen ist die monovalent betriebene Pumpe im Primärenergiebedarf am ungünstigsten. Sie benötigt andererseits aber die geringsten Mengen an Einfuhrenergie. Nachteilig ist der hohe Stromverbrauch gerade an kalten

Abb. 46 Primärenergiebedarf von Heizsystemen, bezogen auf den Nutzwärmebedarf, nach G. Klätte

Tagen, d.h. regelmäßig in Zeiten der Belastungsspitze. Dies würde einen nicht unerheblichen Zubau von Kraftwerkskapazität erforderlich machen. Die Elektrizitätswirtschaft plädiert daher für die bivalente, alternativ betriebene Wärmepumpe (etwa in Kombination mit einer bereits vorhandenen Ölheizung), die insoweit einen Zubau von Kraftwerksleistung weitgehend erübrigen würde.

(6) Die KWU hat einen ähnlichen Systemvergleich vorgenommen und in ihrer Schrift ›Möglichkeiten und Grenzen der Ölsubstitution durch Strom und Fernwärme in der Bundesrepublik Deutschland‹ Mitte 1980 bekanntgemacht. Die dieser Studie entnommene Übersicht 79a zeigt, daß die Wärmepumpe – gleich wie sie eingesetzt und betrieben wird – anderen Systemen im Gesamtnutzungsgrad eindeutig überlegen ist.

Übersicht 79a: Gesamtnutzungsgrade der Primärenergie bei Heizungssystemen

System	eingesetzte Primärenergie	Umwandlungs-anlage oder -prozeß	Verluste (−) / Gewinne (+) in % d. Primärenergieeinsatzes				Gesamt-nutzungs-grad in %
			bei Umwandlung	Abwärme	Umgebungs-energie	bei Nutzg.	
Elektroheizung	Kohle/KE	Kraftwerk	−4	−62	0	−1	33
Ölheizung	Rohöl	Raffinerie	−7	0	0	−33	60
Gasheizung	Erdgas	Verdichter	−3	0	0	−27	70
Elektrowärmepumpe	Kohle/KE	Kraftwerk	−4	−62	+68	0	102
Elektrowärmepumpe +Fernwärme	Kohle/KE	Heizkraftw.	−3	−20	+54	−3	128
Gaswärmepumpe	Erdgas	Verdichter	−3	0	+59	−21	135
Kraft-Wärme-Koppl.		Blockheiz-kraftwerk + Vergasung	−1	−37	a. 0	−17	45
+ Gaswärmepumpe	Kohle/KE				b. +36	−15	83
+ SNG-Erzeugung					c. +37	−13	86
Elektrowärmepumpe + Ölheizung	Kohle/KE Rohöl	Kraftwerk, Raffinerie	−5	−39	+40	−8	88

a: Gasheizung   b: Blockheizkraftwerk + Elektrowärmepumpe   c: Gaswärmepumpe

Quelle: KWU, Möglichkeiten und Grenzen der Ölsubstitution durch Strom und Fernwärme in der Bundesrepublik Deutschland, Erlangen

(7) Eine quantitative Abschätzung der in den nächsten 20 Jahren gegebenen Möglichkeiten, elektrische Energie auf dem Wärmemarkt einzusetzen, hat die Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) vorgenommen und in ihrer Studie ›Wärme 2000‹ im August 1980 bekanntgegeben[58]. (In Deutschland werden zwei Drittel des als Endenergie bereitgestellten Öls im Wärmemarkt verbraucht). Zur Jahrhundertwende könnten danach Strom und Umgebungswärme einen Anteil von 25% am Wärmemarkt erreichen, d.h. verglichen mit heute knapp 10%, fast dreimal soviel Wärmeversorgung beitragen. Dabei wäre durch Nutzbarmachen regenerativer Energien, z.B. Umgebungswärme und Sonnenenergie, nur eine Verdoppelung des Stromanteils erforderlich.

Für die beiden Substitutionsbereiche wird bis zum Jahre 2000 mit folgenden Einsatzdaten gerechnet:

(a) Im Bereich der Raumheizung:

- Elektro-Speicherheizung in 3,6 Mio Wohnungen (1979: 1,9 Mio);
- 4,2 Mio bivalente Elektro-Wärmepumpenheizungen, vorwiegend in Ein-/Zweifamilienhäusern, die heute eine Ölzentralheizung besitzen;
- 1,4 Mio monovalente, zur Höchstlastzeit aussteuerbare Elektro-Wärmepumpenheizungen vorwiegend in Einfamilienhausneubauten in Gebieten ohne Gas- und Fernwärmeanschluß.

In diesem Bereich könnte Strom mehr als 20% des Wärmebedarfs decken, über die Hälfte hiervon durch Erschließung regenerativer Energien.

(b) Im Bereich der Prozeßwärme.

- Elektrische Warmwasserversorgung in der Mehrzahl der 7 Mio Haushalte, die heute ihr Wasser noch durch die Ölzentralheizung bereiten;
- Elektrische Prozeßwärme in Industrie und Gewerbe.

Durch Nutzbarmachung regenerativer Energien könnte der Strom hier mehr als ein Viertel des Bedarfs versorgen.

Die VDEW äußert sich zu den Auswirkungen wie folgt: »Die Elektrizitätswirtschaft könnte bis zum Jahr 2000 weitgehend mit den Versorgungskapazitäten, die in Zeiten geringerer Aus-

[58] Vgl. dazu W. Dotzenrath, Strom im Wärmemarkt. Ein Beitrag zur Ölsubstitution, und G. Keiser, Wärme ohne Heizöl. Ein Beitrag zur VDEW-Studie ›Wärme 2000‹, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 2/81, S. 85f. u. S. 92f.

lastung genutzt werden können, rund 8 Mio Wohnungen mit elektrisch betriebenen Heizsystemen versorgen, ohne daß dazu eigens neue Kraftwerke gebaut werden müßten. Voraussetzung ist allerdings, daß die Versorgungskapazitäten für den normalen Bedarfszuwachs für Kraft und Licht sowie für industrielle Prozeßwärme fristgerecht errichtet werden. Mit einer zusätzlichen Kraftwerksleistung von 3000 MWe könnten darüber hinaus z.B. weitere 1,2 Mio Einfamilienhäuser in Gebieten ohne Gas- und Fernwärmeversorgung mit unterbrechbaren monovalenten Elektro-Wärmepumpenheizungen ausgestattet werden.

Insgesamt könnten mit dem Stromeinsatz von 90 Mrd kWh rund 37 Mio t SKE Öl (+ 26 Mio t Öl) im Primärenergiebereich ersetzt werden. Dabei würden per Saldo rund 5 Mio t SKE Primärenergie eingespart. Weiterhin könnten beim verstärkten Stromeinsatz im Wärmemarkt rund 15 Mio t SKE regenerativer Energien nutzbar gemacht werden. Damit würde Strom den bis zur Jahrhundertwende wohl gewichtigsten Beitrag zur Nutzung regenerativer Energien leisten. Der verstärkte Stromeinsatz zur Ölsubstitution im Wärmemarkt würde darüber hinaus positive Wirkungen für Konsumstruktur, Beschäftigungsniveau, Leistungsbilanz und Umwelt ergeben.

(8) Wie sich aus den vorstehenden Ausführungen ergibt, laufen im Bereich der Haushalte fast alle in Betracht kommenden Maßnahmen hinaus auf eine rationellere Verwendung der zur *Wärme*bereitstellung eingesetzten Energien, insbesondere also von leichtem Heizöl und von Erdgas, aber auch von Nachtstrom für die Warmwasserbereitung. Wenn man von der Wärmedämmung absieht, erfordern diese Maßnahmen durchweg aber mehr Elektrizität zum Antrieb von Pumpen oder für Regeleinrichtungen. Aus allen diesen Gründen ist von den Energiesparprogrammen – wenn überhaupt – so nur eine vergleichsweise geringe Minderung des Gesamtelektrizitätsverbrauchs zu erwarten. Der Spitzenbedarf in den frühen Morgen- und in den Abendstunden wird sich eher erhöhen als verringern. Die erforderliche Bruttoengpaßleistung kann daher kaum kleiner gehalten werden. Danach richten sich aber das Kraftwerkzubauprogramm der Elektrizitätswirtschaft.

2.4.3 Energiesparaktionen der Bundesregierung

Eine Aufzählung sämtlicher von der Bundesregierung seit 1974 mit oder ohne Erfolg eingeleiteten Maßnahmen zur rationelle-

ren Verwendung von Energie in Industrie, Verkehr, Haushalten und im Kleinverbrauch würde den diesem Buch gesetzten Rahmen sprengen. Daher nur wenige Bemerkungen:

In ihrem Kapitel »Programm zur rationellen und sparsamen Energieverwendung« bringt die zweite Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung vom Dezember 1977 eine beeindruckend vielseitige Liste von Maßnahmen, die hier nur mit Stichworten aufgezählt werden sollen: Wärmeschutzmaßnahmen für Neu- und Altbauten, bessere Wartung von Heizungsanlagen, Solarkollektoren, Wärmepumpen, Kennzeichnung des Energieverbrauchs von Haushaltsgeräten, Änderung der Tarifstruktur und Verbesserung der Mißbrauchsaufsicht im Bereich der leitungsgebundenen Energie, Erhöhung der Steuer auf leichtes Heizöl, Stromeinspeisung aus industriellen Anlagen, Kraft-Wärme-Koppelung und Fernwärme. Das Jahr 1978 stand im Zeichen der politischen Auseinandersetzungen um diese Sparvorschläge der Bundesregierung, die dann nach wesentlichen Modifikationen – Streichungen, Ergänzungen und Änderungen – durch Bundestag und Bundesrat, sei es als Gesetze und Verordnungen, sei es als Richtlinien und Appelle, anwendbar wurden.

Wenn von diesem Maßnahmenbündel bislang noch keine deutlichen spezifischen Auswirkungen auf den Energieverbrauch ausgingen, so ist zu bedenken, daß sich die kurz- und mittelfristig erreichbaren Einsparungen auch nach Auffassung der Bundesregierung in engen Grenzen halten. Bedeutsame Erfolge können nur langfristig erreicht werden. Trotz aller Sparappelle ist der Jahresstromverbrauch der Haushalte zwischen 1973 und 1979 um 39% angestiegen. Der Benzinverbrauch hat in der gleichen Zeit um 30% zugenommen. Ein statistischer Vergleich über die letzten beiden statistisch ganz erfaßten Jahre hinweg, d.h. zwischen 1977 und 1979 zeigt keine Entkoppelung, sondern das Gegenteil: reales Sozialprodukt: + 3,9% p.a.; Primärenergieverbrauch: + 5,2% p.a.; Elektrizitätsverbrauch: + 4,6% p.a. Erst seit 1979/80 wird, statistisch meßbar, Energie deutlich rationeller verwendet – vornehmlich wegen der gestiegenen Energiepreise.

In der erwähnten zweiten Fortschreibung betont die Bundesregierung (TZ 9): »Rationelle und sparsame Energieverwendung ist in der deutschen Volkswirtschaft vor allem eine Aufgabe von Wirtschaft und Verbrauchern. Zusätzliche staatliche Maßnahmen sind notwendig. Sie zielen auf höhere Disziplin

des Einzelnen beim Verbrauch von Energie ab. Gezielte Eingriffe, die Opfer verlangen, müssen mit Fördermaßnahmen für Investitionen zur Energieeinsparung und verstärkte Verbraucheraufklärung einhergehen. Dadurch wird es ermöglicht, durch verstärkte Einsparungen die Belastungen in Grenzen zu halten. Einsparmaßnahmen dürfen den Freiheitsspielraum des einzelnen Bürgers jedoch nicht unnötig beschränken und müssen Kosten- und Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkte berücksichtigen.«

Der Streit um das Ausmaß der zur rationellen Energieverwendung gebotenen Einschränkungen des Freiheitsraums beherrscht auch die Auseinandersetzungen um die Energiesparmaßnahmen, die nach der erneuten Verknappung und Verteuerung des Mineralöls, zumal auf Grund der Beschlüsse der Gipfelkonferenz in Tokio im Juni 1979, erforderlich geworden sind.

Der Bundesminister für Wirtschaft, O. Graf Lambsdorff, setzt auf den Einsatz marktkonformer Mittel, d.h. auf ein Energiesparprogramm ohne staatlichen Zwang. Sein Katalog führt auf:

- Maßnahmen zur verstärkten Energieeinsparung bei der Raumheizung;
- zusätzliche Förderung von Fernwärmenetzen;
- erleichterte Einführung von elektrischen Wärmepumpen;
- ein Bündel von Maßnahmen zur Einsparung von Energie im Verkehr: bessere Unterrichtung über energiesparendes Fahren, günstigere Ampelsteuerung, Einbeziehung der Kraftfahrzeugsteuer in die Mineralölsteuer usw.;
- Förderung neuer energiesparender Technologien im Verkehr, Forschungs- und Entwicklungsarbeit der Kraftfahrzeugindustrie zur Drosselung des Benzinverbrauchs, Beimischung von Methanol usw.;
- Energieeinsparungen der öffentlichen Hand: Wärmesanierung und sparsamere Beheizung der öffentlichen Gebäude, Begrenzung der Raumtemperaturen und Einschränkung der Verwendung elektrischer Heizgeräte in öffentlichen Gebäuden, Zusammenlegung von Dienstfahrten bei strikter Einhaltung der »Richt«-Geschwindigkeit von 130 km/h.

Auf der anderen Seite forderte der damalige Bundesminister für Forschung und Technologie, V. Hauff, wesentlich einschneidendere Maßnahmen, wobei vor allem drei seiner Vorschläge zu Auseinandersetzungen Anlaß gegeben haben: die

Einführung von Tempolimits im Straßenverkehr, eine Genehmigungspflicht für Klimaanlagen und für Heizungsanlagen, die Heizöl oder Strom verwenden und ein grundsätzliches Verbot öl- und strombeheizter Privatschwimmbäder. Ganz in dieser Linie liegen auch die am 22. Mai 1980 von der Mehrheit der Enquêtekommission »Zukünftige Kernenergiepolitik« des Deutschen Bundestages verabschiedeten 62 Sparempfehlungen: von der »Wärme-Leck-Ermittlung« durch private oder öffentliche, jedenfalls staatlich geförderte Energiedienste über das berühmte Tempolimit bis zur »Energieanlagenverordnung«. Einige Kritiker meinen, dies führe zwar nicht ganz hin zu einem totalen Energiesparstaat. Die vorgeschlagenen Maßnahmen würden aber das Verhalten der Verbraucher bei der Nutzung der Energie so einschneidend regeln, daß die Frage gestellt werden kann, ob in dieser Perspektive es nicht doch akzeptabler wäre, einige Kernkraftwerke mehr zu bauen.

2.4.4 Kann Deutschland auf Kernenergie verzichten?[59]

2.4.4.1 Energiewirtschaftliche Dimension eines Kernenergieverzichts

In der Bundesrepublik Deutschland verliefen die Auseinandersetzungen zwischen Gegnern und Befürwortern der Kernenergie bis Anfang 1979 stets nach dem gleichen Schema: Die Gegner begründen ihre ablehnende Haltung mit den von der Kernenergie für Umwelt, Gesundheit, Leben, Gesellschaft und Frieden ausgehenden Schäden und Risiken. Die Befürworter halten dem die bislang positiven Erfahrungen und zuversichtlichen Erkenntnisse entgegen, argumentieren aber in der Hauptsache, daß auf die Kernenergie aus energiewirtschaftlichen Gründen nicht verzichtet werden könne. Hierauf war bis dahin nur zu hören, durch Energiesparen, verstärkten Einsatz von Kohle und Entwicklung neuer – regenerativer – Energien ließe sich die aus dem Kernenergieverzicht entstehende Versorgungslücke schon schließen, ohne daß aber konkret erklärt würde, wie dies geschehen könnte.

Die energiewirtschaftliche Argumentation der Befürworter der Kernenergie ist in den folgenden Feststellungen kurz zusammengefaßt. Wer auf Kernenergie, etwa bis zur Jahrhundert-

[59] Vgl. dazu den Aufsatz des Verfassers ›Das Eppler-Szenario – eine kritische Analyse‹. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 8 v. August 1979.

wende, verzichten will, muß den in den vorliegenden Prognosen dieser Energie zuerkannten Anteil am gesamten Energieverbrauch von etwa 25% entweder *einsparen* oder *substituieren*. Aus energiepolitischen Gründen scheiden Erdöl, Erdgas und Einfuhrkohle als Substitute aus. Es muß im Gegenteil gelingen, das Öl mit einem Anteil von derzeit etwa 50% so weit wie möglich zurückzudrängen.

Übersicht 80 nennt die Größenordnungen, um die es geht, und illustriert zugleich, wie schwer es ist, die Forderungen »ohne Kernenergie« und »weg vom Öl« gleichzeitig zu erfüllen. Für das Jahr 2000 sind in diese Tabelle die niedrigsten Verbrauchsdaten eingesetzt, die bislang aufgrund einer sowohl allgemein wirtschaftlichen als auch sektoralen Analyse ermittelt wurden. Dies sind die Daten der »Alternativprognose« zur Zweiten Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung vom Dezember 1977[60]. Bei einem Wirtschaftswachstum von 2,9% p.a. zwischen 1978 und 2000 erreicht hier der Energieverbrauch nur eine Zuwachsrate von 1,7% p.a. Allein zwei Drittel des Mehrbedarfs an Energie bis zur Jahrhundertwende werden nach dieser Prognose von der Kernenergie zu decken sein, das ist immerhin eine Menge, die den gegenwärtigen Gesamtverbrauch an Stein- und Braunkohle übertrifft.

Übersicht 80: Änderungen der Struktur des Energieverbrauchs der Bundesrepublik zwischen 1978 und 2000

Angaben in Mio t SKE

	1978	2000	Differenz
Steinkohle	68	107	+ 39
Braunkohle	35	45	+ 10
Erdöl	203	147	− 56
Erdgas	60	90	+ 30
Kernenergie	12	128	+116
sonstige	9	43	+ 34
insgesamt	387	560	+173

Quelle: »Zweite Fortschreibung«

[60] DIW Berlin, EWI Köln und RWI Essen, Die künftige Entwicklung der Energienachfrage in der Bundesrepublik Deutschland und deren Deckung – Perspektiven bis zum Jahre 2000, Verlag Glückauf Essen, 1978.

2.4.4.2 *Das Eppler-Szenario*

Die Möglichkeit einer konkreten Auseinandersetzung zwischen Befürwortern und Gegnern der Kernenergie auch über die energiewirtschaftlichen Konsequenzen eines Verzichts ist nunmehr gegeben. Erhard Eppler legte am 30. Mai 1979 ein »Alternativ-Szenarium zur Energiepolitik« vor, das in umfassender, allerdings nur für die Elektrizitätswirtschaft präzisierter Sicht erstmalig zeigt, wie für die Bundesrepublik eine energiepolitische Strategie ohne Ausbau der Kernenergie gestaltet sein könnte, welche Maßnahmen erforderlich wären, um diese Strategie durchzusetzen und welche Konsequenzen sich hieraus für die zukünftige Energieversorgung ergäben. Andere Alternativ-Szenarien unterscheiden sich von dem Eppler'schen nur wenig. Mit einer solchen repräsentativen Konzeption auf dem Tisch kann die Auseinandersetzung um die Kernenergie auch auf dem bisher von den Gegnern zumeist gemiedenen Felde der Energiewirtschaft stattfinden – mit der vielleicht trügerischen Hoffnung auf Klärung der Meinungen[61].

[61] Vorher – im Jahre 1977 – hatte bereits die Forschungsstätte der Evangelischen Studiengemeinschaft in Heidelberg ein ähnliches Alternativszenario vorgelegt: »Alternative Möglichkeiten für die Energiepolitik«, Heidelberg 1977. Auch das »Deutschland-Modell« von E. Pestel ist ein Alternativ-Szenario, ohne sich allerdings für einen Verzicht auf die Kernenergie auszusprechen. J. Grawe stellt in seinem Aufsatz »Energiesparen und Kernenergie – Alternativen oder Elemente einer »gemischten« Energiepolitik?« (Zeitschrift für Energiewirtschaft Nr. 4/79, S. 238ff) zutreffend fest: »Alle Einzelheiten (eines Alternativ-Szenarios) dienen letztlich nur dazu, die zentrale These (etwa die Möglichkeit eines Verzichts auf Kernenergie) zahlenmäßig zu belegen. Charakteristisch für das Alternativszenarium ist – ähnlich wie bei Lovins – das Denken in Alternativen, die einander ausschließen, statt in Komplementaritäten ...«.

Besonderes Aufsehen erregte ein Bericht, der im März 1980 unter dem Titel »Energiewende, Wachstum im Wohlstand ohne Erdöl und Uran« vom *ÖKO-Institut Freiburg* vorgelegt wurde. Dieser Bericht versucht den Nachweis, die Bundesrepublik Deutschland könne ohne den Einsatz von Kernenergie und langfristig – d.h. im Jahre 2030 – auch ohne den Einsatz von Erdöl auskommen. Über die Argumente gegen das Eppler-Szenario hinaus ist gegen diesen Bericht einzuwenden, daß er unterstellt, im Bundesgebiet werden im Jahr 2030 nur noch ganze 45 Mio Menschen wohnen, also 27% weniger als derzeit – mit der Folge einer entsprechenden Verminderung der Zahl der Wohnungen usw. Schon diese, angesichts der voraussichtlichen Entwicklung der Weltbevölkerung absurde Annahme steht einer sachlichen Auseinandersetzung mit diesem Bericht entgegen.

Gegen die Studie des ÖKO-Instituts wendet sich ein unter der Bezeichnung »Energiewende« veröffentlichter Bericht der KFA Jülich (Jül-Spez-73), der vor allem die geringe Realitätsnähe der Einsparraten der ÖKO-Studie aufzeigt. So soll der bundesdurchschnittliche Benzinverbrauch auf 4 Liter/100 km herabgedrückt und die je Quadratmeter Gebäudefläche erforderliche Energiemenge um 75% abgesenkt werden.

Epplers Alternativ-Strategie wurde für die nachstehende kritische Analyse auch deshalb ausgewählt, weil sie für die Meinungsbildung der SPD erhebliche Bedeutung erlangt hat.

Eppler glaubt, daß die beiden Hauptziele der deutschen Energiepolitik, der Ausgleich zwischen steigender Energienachfrage und knappem Energieangebot wie anderseits die Substitution des Mineralöls, in erster Linie, wenn nicht gar allein durch *bessere Energienutzung* erreicht werden können. So sei es möglich, das Wachstum des Energieverbrauchs einzuschränken, ohne gleichzeitig Verzicht üben zu müssen. Diese gewollte Einengung in der Auswahl der für eine Zukunftssicherung in Betracht kommenden energiepolitischen Aktionen ist die Folge von zwei nicht weiter bewiesenen Grundthesen, die die Argumentationen des Eppler-Textes durchgängig bestimmen:

- eine tiefverwurzelte Abneigung gegen die Kernenergie;
- die in der Gesamtkonzeption des Papiers zum Ausdruck kommende Auffassung, die Energiepolitik habe nur ein Ziel: eine ausreichende und umweltfreundliche Versorgung unseres Landes – ohne jede Rücksicht auf die Einbindung der Bundesrepublik in die Weltwirtschaft und unter Mißachtung der energiewirtschaftlichen Belange der übrigen Welt.

Das Eppler-Papier beschränkt sich in seinem Kern auf die Elektrizitätswirtschaft. Die energiewirtschaftlichen Gesamtauswirkungen der vorgeschlagenen Strategie können daher nur indirekt abgeschätzt werden. Das erschwert die Analyse.

Die Struktur der Versorgung der deutschen Volkswirtschaft mit Elektrizität, die Eppler mit der in seinem Papier vorgeschlagenen energiepolitischen Strategie bis zur Jahrhundertwende verwirklichen will, ist aus Übersicht 81 abzulesen. Zum Vergleich vorangestellt sind die entsprechenden Strukturdaten der Prognose der energiewirtschaftlichen Institute zur Zweiten Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung[62]

[62] a.a.O.

---

zu S. 301:
ergäben sich richtig 625 TWh, also 45 TWh oder 8% mehr. Dazu wäre eine um 9 GWe größere Engpaßleistung – 124 GWe – erforderlich.

[g] Bei einer Auslastung, die der des Jahres 1978 entspricht, ergäben sich 147 GWe, also 23 GWe mehr.

[h] richtig wohl 38.

[i] einschl. Nettoimporte.

[k] geschätzt mit geringfügiger Auswirkung auf den Einsatz von Gas.

Übersicht 81: Das Eppler-Szenario
Versorgung der Bundesrepublik mit Elektrizität im Jahr 2000

	1978[a]	2. Fortschreibung Dez. 77	DIW[b] Juni 79	Eppler[c] Mai 79 A	Eppler[c] Mai 79 B
TWh					
Brutto-Stromverbrauch	356[d]	800–900	670–750[e]	580[f]	625
GWe					
install. Leistung	84	160–175	136–150	115	124[g]
davon Kernkraft	8	55– 65	50– 58	18	18
Mio t SKE					
Steinkohle	33	54– 67	55– 65	85	80
Kernenergie	11	128–163	116–135	48[h]	38
Braunkohle	32	32– 40	35	35	35
Öl	10	3	gering	10	10
Gas	20	25	gering	35	35
Sonstige[i]	8	10[k]	5[k]	5	5

A Originalwerte des Szenarios.
B Werte nach Ausschaltung von offensichtlichen Rechenfehlern.

[a] vorläufig.

[b] Die unteren Grenzwerte der DIW-Prognose unterstellen, daß die Bundesregierung zur Eindämmung der erwarteten Arbeitslosigkeit nichts unternimmt. Diese Prognose ist daher denkbar pessimistisch.

[c] Wird im Eppler-Szenario der spezifische Brennstoffverbrauch für die Stromerzeugung gleich hoch angesetzt wie von den energiewirtschaftlichen Instituten (315 g/kWh), so vermindert sich die in Mio t SKE angegebene Menge dieser Spalte um durchschnittlich 12%. Die größenordnungsmäßige Übereinstimmung dieser Abweichung mit der Fehlschätzung des Bruttostromverbrauchs legt nahe, daß 625 und nicht 580 TWh der Stromverbrauch ist, von dem aus die Einsatzmengen errechnet wurden.

[d] tatsächlicher Bruttoverbrauch in 1978 (341,2 TWh (1977) + 4,4%), nicht 350 TWh, wie im Szenario angegeben.

[e] Wie eine von der Verbundgesellschaft vorgenommene Befragung ergab, gehen die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft, die die Verantwortung für eine sichere Stromversorgung tragen, davon aus, daß 1980 mit einem (Brutto-)Bedarf an Elektrizität von größenordnungsmäßig 600 TWh gerechnet werden muß. Bei 2,3 bzw. 2,8% p.a. Zuwachs zwischen 1990 und 2000 (DIW) führt dies zu 753 bzw. 791 TWh in 2000. Hieran gemessen liegt der obere Wert der DIW-Prognose eher zu niedrig als zu hoch.

[f] Grunddatum für die gemäß Studie erforderliche Engpaßleistung von 115 GWe. Bei den in der Studie angesetzten Zuwachsraten für den Stromverbrauch

und der Prognose des deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) »Möglichkeiten der künftigen Strombedarfsdeckung in der Bundesrepublik Deutschland«[63].

Die hier vor allem zum Vergleich herangezogene Untersuchung des DIW unterscheidet zwischen einem »Basisfall« (den unteren Grenzwerten), von dem es heißt, »bei dieser Prognose ist eine völlig unbefriedigende Entwicklung der Beschäftigung zu erwarten« (2 Mio Personen, für die 1985 kein Arbeitsplatz zur Verfügung steht), und einer »Alternativprognose« (den oberen Grenzwerten), »die jene Entwicklung beschreibt, die bei Verwirklichung (eines) Programms zur Wiedergewinnung der Vollbeschäftigung zu erwarten wäre«. Die jahresdurchschnittlichen Zuwachsraten sind die folgenden:

	1977–85	1985–90	1990–2000
	Wirtschaftswachstum		
Basisfall	2,6%	2,4%	2,0%
Alternative	3,4%	3,0%	2,5%
	Stromverbrauchszuwachs		
Basisfall	3,6%	3,2%	2,3%
Alternative	4,2%	3,6%	2,8%

Die DIW-Kriterien lassen nur zu, die »Alternativprognose« als Vergleichsgrundlage zu wählen. Allein diese Prognose ist kompatibel mit den erklärten wirtschaftspolitischen Zielen der Bundesregierung.

Es muß hervorgehoben werden, daß in die DIW-Daten sowohl eine aggregierte gesamtwirtschaftliche Prognose eingeht, als auch sektoral disaggregierte Produktionsprognosen in Form von Input-Output-Tabellen für 57 Wirtschaftszweige verwendet werden. Hierbei wurde ein mehrstufiges iteratives Verfahren unter Mitwirkung von Branchenexperten angewandt. Die DIW-Prognose stützt sich damit auf ein umfassendes Datenmaterial, das in einem dem Stand der Wissenschaft entsprechenden Verfahren aufbereitet und synthetisiert wurde.

2.4.4.3 Kritische Anmerkungen

Die *Kritik* am Epplerschen Alternativszenario umfaßt acht Punkte:

(1) Obwohl zutreffend festgestellt wird, »unser eigentliches Energieproblem ist die künftige Versorgung mit Flüssigbrenn-

[63] DIW, Berlin, Möglichkeiten der künftigen Strombedarfsdeckung in der Bundesrepublik Deutschland, Wochenbericht 24/79 des DIW v. 14. Juni 1979. Das Gutachten selbst wurde inzwischen veröffentlicht.

stoffen und die Bereitstellung sauberer Quellen für die Wärmeenergie«, befaßt sich das Szenario in seinem Kern nur mit der *Elektrizitätswirtschaft* und hier nicht zuletzt mit der Rolle der *Kernenergie.* Der unten näher begründete Verdacht liegt nahe, daß das Szenario einer Politik des Verzichts auf Kernenergie Vorrang gibt vor einer Politik des »weg vom Öl«, zumal sich Eppler schon wiederholt gegen die Kernenergie ausgesprochen hat.

Eppler will mit seiner Strategie erreichen, daß zur Jahrhundertwende (brutto) nicht mehr als 580 TWh Strom verbraucht werden. Dies entspricht einer jahresdurchschnittlichen Steigerungsrate zwischen 1978 und 2000 von ganzen 2,1%[64]. Das Verbrauchsziel ist damit deutlich niedriger als die 800 bis 900 TWh (3,6 bis 4,2% p.a.) der Zweiten Fortschreibung und die 670 bis 750 TWh (2,8 bis 3,3% p.a.) der mit Eppler fast gleichzeitig vom DIW publizierten Untersuchung.

Eppler motiviert die drastische Reduktion der Ausbaupläne für die Elektrizitätswirtschaft mit ihrem geringen Wirkungsgrad bei der Energieumwandlung und -fortleitung, den er für die Kernenergie wegen fehlerhafter Einrechnung des Eigenverbrauchs und der Leitungsverluste mit nur 25% ansetzt; richtig wären es 31,7%. Er empfiehlt daher, »beim Ersatz alter elektrischer Anlagen für Raumheizung und Warmwasserbereitung auf ökonomischere Energieträger und Energiequellen umzuschalten«.

Die beiden apodiktischen Aussagen »wegen des schlechten Wirkungsgrades ist die Wärmeerzeugung durch elektrischen Widerstand nicht wünschenswert« und »elektrische Wärmepumpen heben den schlechten Wirkungsgrad bei der Elektrizitätserzeugung nur teilweise wieder auf, verbessern ihn jedoch nicht«(?), legen die Vermutung nahe, daß der Autor des Szenarios weder den energiewirtschaftlichen Aussagewert des Wirkungsgrades noch die energiewirtschaftliche Qualität der elektrischen Wärmepumpe zutreffend sieht.

Wenn es bei der Beurteilung eines Energieumwandlungsprozesses auf den *Wirkungsgrad* allein ankäme, wären Kraftfahrzeuge, aber auch Sonnenenergie und Erdwärme, die sämtlich nur Wirkungsgrade zwischen 10 und 15% erreichen, noch weniger »wünschenswert«. Abgesehen von dem so naheliegenden, im Papier aber ausgesparten Aspekt der bequemen Handhab-

[64] Vgl. Fußnote f zu Übersicht 81.

barkeit muß bei einem Urteil, ob und inwieweit die elektrische Widerstandsheizung auch in Zukunft energiewirtschaftlich gerechtfertigt ist, auf jeden Fall berücksichtigt werden, daß unsere Energieversorgungslage gebietet, *alle* zu wirtschaftlichen und umweltfreundlichen Bedingungen ausreichend zur Verfügung stehenden Energiequellen zu nutzen. In diese Rechnung geht der Wirkungsgrad nur über die Kosten und die Abwärme ein, nicht aber unabhängig davon in seinem Prozentbetrag.

Der Autor des Szenarios lehnt die *elektrische Wärmepumpe* deutlich ab. Er ignoriert die Tatsache, daß diese Pumpe trotz niedrigen Wirkungsgraden der Kraftwerke und der Verteilungsanlagen einen überaus günstigen *Gesamt*nutzungsgrad, im Mittel 90 bis 110%, erreicht. Eppler verkennt damit, daß die Möglichkeit, mit begrenztem Einsatz von Elektrizität die Umgebungswärme auf diese Weise zu nutzen, eine der wenigen aussichtsreichen Chancen gibt, die Schwierigkeiten der Energieversorgung zu mindern.

Das Szenario bleibt jeden überzeugenden Beweis schuldig, wie diese und andere Empfehlungen in 2000 zu einem Stromverbrauch von nur 580 TWh führen können. Der schrittweise Ersatz alter elektrischer Anlagen für die Raumheizung und Warmwasserbereitung, die energietechnische Verbesserung elektrischer Geräte, die Förderung energiesparender Maßnahmen und Prozeßumstellungen zur Stromeinsparung in der Industrie und alle anderen Sparvorschläge des Szenarios reichen mit Sicherheit nicht aus, um den Stromverbrauch in dem gewünschten Ausmaße, d.h. in 2000 um 23% unter dem DIW-Wert, herunterzudrücken. Dazu ist das Sparziel zu ehrgeizig.

Die Studie will den Zubau der Kraftwerksleistung zusätzlich einschränken durch eine Erhöhung der durchschnittlichen *Auslastungsdauer* von derzeit 4070 h/a auf 5000 h/a. Sicherlich ist die zur Zeit niedrige Auslastungsdauer vor allem durch den gegenwärtigen Überschuß an Kraftwerksleistung bedingt. 5000 h/a könnten auf Dauer, wenn überhaupt, so nur durch fortbestehende und weiter verstärkte Auffüllung der Lasttäler gesichert werden. Da die Nachtspeicherung, die dies vermöchte, radikal gedrosselt werden soll, schlägt das Eppler-Papier vor, »durch geschickte Tarifpolitik die (Haushalts-)Verbraucher zu veranlassen, möglichst einen Teil des am Tage anfallenden Stromverbrauchs in die lastschwache Zeit zu verlegen«. Im Klartext heißt dies, Eppler will die Hausfrauen dazu bringen, stromintensive Haushaltsgeräte während der Nacht zu benut-

zen. Hier zeigt sich am augenfälligsten, wie weit der Verfasser des Szenarios zu gehen bereit ist, um die Kraftwerksleistung in Grenzen zu halten.

Eppler verspricht sich von dieser Politik drastischer Drosselung des Stromverbrauchs und beschwerlicher Erhöhung der Jahresauslastungsdauer, daß der *Zubau von Kernkraftwerken* über die gegenwärtig im Betrieb und im Bau befindlichen Kraftwerke hinaus überflüssig wird. Es werde auch nicht nötig sein, »über den aktuellen Planungsstand hinaus auf die Suche nach neuen Kraftwerksstandorten zu gehen«. »Der Schritt in die Brütertechnologie« sei nicht mehr nötig. Der Verdacht liegt nahe, daß diese Verzichtmöglichkeiten nicht Konsequenz des Einsparungsprogramms sind, sondern daß umgekehrt dieses Programm so rigoros – und in seinem Ziel so unrealistisch – fixiert wurde, damit der politisch gewünschte Verzicht auf Kernenergie erreichbar erscheint.

(2) Verglichen mit den oberen Werten der etwa gleichzeitigen DIW-Schätzung liegt der Brutto-Stromverbrauch in 2000 um 23% niedriger. Gleichwohl werden im gleichen Jahre für die Stromerzeugung wenigstens 40 Mio t SKE *Öl und Gas* zusätzlich benötigt. Selbst im Vergleich zu den unteren Werten der vor der Iran-Krise erstellten Prognose zur Zweiten Fortschreibung steigt der Öl- und Gasverbrauch um mehr als 10 Mio t.

Eppler weist zur Rechtfertigung des erhöhten Einsatzes von Öl und Gas darauf hin, daß im Jahr 2000 etwa 50 Mio t SKE schweres Heizöl im Raffinerieprozeß anfielen (die nur zur Erzeugung von Elektrizität verwendbar wären) und daß Erdgas im Jahr 2000 noch »reichlich vorhanden« sein werde; Erdgas könne ... »einen Teil des Grundlaststroms mit erzeugen«; die Beschaffung von 35 Mio t SKE Erdgasäquivalenten erscheine »aus heutiger Sicht unproblematisch«.

Die erste Behauptung übersieht den ohnehin gebotenen Bau von Konversionsanlagen, um den Bedarf an leichten Produkten besser decken zu können. Die zweite Behauptung verkennt, daß eine Abkehr vom Importöl die Nachfrage anderer Energieverbraucher als der Elektrizitätswirtschaft nach Erdgas (und dessen Preis) erheblich hochtreiben wird. Man kann sich des Eindrucks nicht erwehren, als ob für den Verfasser des Szenarios der Umschwung im Iran mit seinen gravierenden Folgen für die Energieversorgung gar nicht stattgefunden hat.

Die von Eppler empfohlene Strategie hat zur weiteren Folge, daß für den nun nicht mehr durch Elektrizität gedeckten Bedarf

an Energie außer Kohle (s. unten) auch Öl und Gas in von ihm nicht quantifizierten Mengen zusätzlich benötigt werden. Mit der erklärten Politik der Bundesregierung ist dies schlicht unvereinbar.

(3) Verglichen mit den Prognosen sowohl zur Zweiten Fortschreibung als auch des DIW will Eppler zur Stromerzeugung im Jahre 2000 25 Mio t *Steinkohle* zusätzlich einsetzen, eine Menge, die, wie er meint, importiert werden muß und kann.

Die Aussage »angesichts der enormen Vorkommen an Steinkohle auf anderen Kontinenten dürfte die Beschaffung ... kein Problem darstellen« übersieht geflissentlich die in diesem Buch dargestellten Probleme des Welthandels mit Kohle (vgl. S. 210). Dies gilt um so mehr, als es sich keineswegs um »relativ kleine Mengen« handelt. Das Papier verschweigt nämlich, daß neben den genannten insgesamt 85 Mio t Steinkohle für die Stromversorgung (52 Mio t mehr als 1978) zusätzliche Mengen an Steinkohle benötigt werden

- für die auch von der Bundesregierung nachdrücklich geforderte Vergasung und Verflüssigung von Kohle zum Zwecke massiver Substitution von Mineralöl und später auch von Erdgas;
- für die Fernwärmebereitstellung der in großer Zahl zur Errichtung in Ballungsgebieten vorgeschlagenen »sauberen wirbelschichtbetriebenen Heizkraftwerke auf Kohlebasis«, wobei auch zu bedenken ist, daß eine erste deutsche Versuchsanlage für die Wirbelschichtverbrennung erst 1982 und ausgereifte Anlagen in größerer Zahl allenfalls in den 90er Jahren in Betrieb gehen, bis dahin das Problem der Umweltbelastung durch Abgase somit fortbesteht.

Zur Rechtfertigung dieser beiden Aussagen die folgenden Bemerkungen:

(a) Schon mit Rücksicht auf die Belange des Umweltschutzes ist ein wesentlicher Teil der heute betriebenen Stromerzeugungsleistung auf der Grundlage von Steinkohle – etwa 30 GWe – bis zur Jahrhundertwende zu ersetzen, so daß das gesamte Neubauprogramm nicht weit unter der für 2000 vorgesehenen Leistung von 44 GWe liegen wird, nicht gerechnet die zudem erforderliche Leistung an Heizkraftwerken einschließlich der auf die Wärmebereitstellung entfallenden Teile der in Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzten Anlagen. Nach Epplers Vorstellung soll ein nicht unwesentlicher Teil dieses Bauvolumens der Fernwärmeversorgung dienen. »Dazu müssen verbrauchernahe Heizkraftwerke in großer Zahl errichtet werden« – nach Meinung seiner Kritiker mit nicht abzusehenden Schwierigkeiten bei der Standortwahl und im Genehmigungsverfahren, da Umweltschützer Heizkraftwerke in Ballungsgebieten wohl kaum lieber sehen als stromerzeugende Kraftwerke außerhalb von Ballungsgebieten. Zudem wird die Wirbelschichtfeuerung, wenn sie einmal industriell eingeführt ist, die Umwelt-

belastung allenfalls mindern, keineswegs aber beseitigen. Die Schwefeldioxid- und Stickoxid-Abgabe verringert sich zwar um schätzungsweise 60%. Dagegen bleibt die Abgabe von Staub, Radioaktivität und CO_2 praktisch unverändert.

(b) Die Weltenergiekonferenz und – damit fast übereinstimmend – die Weltkohlestudie veranschlagten die gesamte Steinkohleförderung der Bundesrepublik im Jahre 2000 auf 110 bzw. 105 Mio t (145/150 Mio t Kohle abzüglich 35/45 Mio t Braunkohle). Wenn allein für die Verstromung 60 Mio t benötigt werden, stehen für alle anderen Verwendungszwecke ganze 45 bis 50 Mio t zur Verfügung. Das ist viel zu wenig. Bei den begrenzten Möglichkeiten eines über 110 Mio t hinausgehenden Ausbaus der heimischen Steinkohleförderung und den gleichfalls begrenzten Aussichten auf Steinkohleeinfuhren ist nicht dargetan und wohl auch nicht überzeugend zu erklären, wie die zusätzlich erforderlichen Mengen über die bereits disponierten 25 Mio t hinaus, aufgebracht werden sollen. Die Kohlerechnung geht vorne und hinten nicht auf.

(4) Eppler sieht in verstärkter *Wärmedämmung* ein Allheilmittel gegen den wachsenden Energieverbrauch. Die Studie schlägt vor, für Neubauten vorzuschreiben und für Altbauten durch Bezuschussung der Umrüstungsarbeiten zu erreichen, daß Wände und Decken 12 bzw. 20 cm stark isoliert und Fenster dreifach verglast werden – das ist der sogenannte schwedische Wärmeschutzstandard. Auf diese Weise könne der Nettoheizbedarf um 75% reduziert werden[65]. Die Kosten für den Umbau eines Einfamilienhauses mit 150 m^2 Wohnfläche werden auf 150 DM/m^2 oder 22500 DM veranschlagt, gegen die die Studie 7500 DM als Wertsteigerung aus der Gebäuderenovierung aufrechnet, so daß sich netto 15000 DM ergeben. Demgegenüber werden die energiewirtschaftlichen Gesamtinvestitionskosten für eine Wärmepumpe mit entsprechender Heizleistung, die mit Strom aus einem Kernkraftwerk versorgt wird, auf 37000 DM veranschlagt. Daraus zieht die Studie den Schluß, »die Deckung des Raumwärmebedarfs mit einer (nuklear-)elektrischen Wärmepumpe ist etwa drei mal so teuer wie die Wärmedämmung«.

Nach einhelligem Urteil der Sachverständigen beruht dieses gigantische Wärmedämmungsprogramm nicht nur auf unrichtigen Denkansätzen und Annahmen, es ist in seinen Zielsetzungen auch fern jeder Realität. Hier nur das Wichtigste:

- Im Winter reichen weder die Wärmedämmung noch die Wärmepumpe allein aus, um eine Wohnung warm zu halten. Sinnvoll wäre ein Vergleich zwischen einem gut wärmegedämmten Haus mit (elektrischer) Wärmepumpe und einem ebensolchen Haus mit Ölheizung (mit oder ohne ergänzender Solarheizung).

[65] Neuere Untersuchungen, z.B. von W. Bierfelder, Stuttgart, zeigen übrigens, daß die an praktischen Wärmedämmungsobjekten tatsächlich gemessenen Einsparungen beträchtlich hinter den rechnerischen Werten zurückbleiben. Bei der Isolierung von Altbauten lassen sich schädliche »Wärmebrücken« in der Regel nicht vermeiden.

Der Vergleich der Kosten geht zudem von einigen für die Wärmedämmung unrealistisch niedrigen Kostenansätzen aus, so für die Isolierung. Schließlich ist aber zu fragen, ob die Absetzung eines vollen Drittels der Kosten für die Wärmedämmung schon deshalb berechtigt ist, weil damit zugleich das Gebäude renoviert wird.

- Bei Neubauten kann der Nettowärmebedarf allenfalls um 50%, nicht aber um 75% verringert werden. Die Wärmeisolierung ergibt aber nicht das nach herkömmlicher Vorstellung »schöne Haus« in offener Bauweise und mit großen Fenstern. Schon deshalb müssen, um das Einsparungsziel zu erreichen, die Bauvorschriften – der Tendenz der Entbürokratisierung zuwider – strikt gehandhabt werden.
- Bei Altbauten ist eine Absenkung des Nettowärmebedarfs um 75% vollends illusorisch. Dem stehen schon bauphysikalische Gründe entgegen, ganz abgesehen von den Kosten. Zudem ist zu bedenken, daß allein 20% der Wärme durch Lüftung verlorengeht. Dabei ist auch zu berücksichtigen, daß eine so weitgehende Wärmedämmung, wie Eppler sie fordert, im Sommer auch zu erhöhtem Kühlbedarf führt, weil die freigesetzte Abwärme sich speichert. Die Kälteaggregate benötigen deshalb zusätzlichen Strom. Realistisches Ziel dürfte eine Verminderung um 35 bis 50% sein. Dies entspricht auch der im Auftrage des Bundesministeriums für Forschung und Technologie 1978 erstellten Studie »Wirtschaftspolitische Steuerungsmöglichkeiten zur Einsparung von Energie durch alternative Technologien«.
- Eppler geht bei seiner »Aktion Wärmedämmung« bei Altbauten davon aus, daß der Ersatz von 25% der Kosten aus öffentlichen Mitteln zu einer Bereitschaft führt, die mit nachhaltigen Störungen und Beeinträchtigungen verbundenen raumbeengenden Isolierungen der Böden, Wände, Türen und Fenster nicht etwa nur zu dulden, sondern aus eigener Initiative voranzutreiben, zumal wenn bedacht wird, daß danach die Fenster im Winter nur noch so weit geöffnet werden dürfen, als dies zur Lüftung erforderlich ist. Offenbar erwartet der Autor des Szenario einen totalen Bewußtseinswandel der Bevölkerung, an dem zumindest Zweifel erlaubt sein dürfen. Es liegt nahe, hierbei auch an die Vokabel Lebensqualität zu denken.
- Eppler unterschätzt schließlich die Ansprüche, die sein Isolierungsprogramm an die Bauwirtschaft stellen wird. Wenn, wie er fordert, zur Jahrhundertwende alle Wohnungen des Bundesgebietes gemäß schwedischem Wärmeschutzstandard isoliert sein sollen, müssen alljährlich 450 000 Wohnungen umgerüstet werden, wovon jeweils 3 Mio Einwohner betroffen wären, d.h. zwischenzeitlich anderweit untergebracht werden müßten. Diese Arbeiten müßte die Bauwirtschaft zusätzlich zu ihren Neubau-, Umbau-, Erneuerungs- und Reparaturarbeiten übernehmen, eine wahrlich nicht geringe Aufgabe.

Aus allen diesen Gründen sind weit mehr als nur Zweifel an dem Epplerschen Wärmedämmungsprogramm angezeigt, sowohl hinsichtlich der Erreichung der vorgegebenen Ziele als auch hinsichtlich der Mittel, die hierzu erforderlich sind. Mit diesem Programm steht und fällt aber das Szenario.

(5) Eppler meint, die von ihm vorgeschlagene Strategie sei angelegt auf, »Erhaltung und Verbesserung der Handlungsspielräume des Einzelnen (Mit- und Selbstbestimmung), der Aktionsfreiheit der demokratischen Instanzen, der kommuna-

len und regionalen Selbstverwaltung, unternehmerischer Entscheidungsfreiheit am Markt, des innenpolitischen Handlungsspielraums der Regierung und der außenpolitischen Optionen des Staates«. In der Tat sind die meisten Maßnahmen, die vorgeschlagen werden, eher milde und marktkonform als rigoros und interventionistisch. So werden für die wichtigste Maßnahme, eine bessere Wärmedämmung, bindende Vorschriften nur für Neubauten gefordert, für Altbauten dagegen ein Zuschuß von 25% zu den Umrüstungskosten für ausreichend erachtet. Ausdrücklich heißt es: »Die angestrebte Reduzierung der Wachstumsraten des Energieverbrauchs, insbesondere des Stromverbrauchs, kann *ohne einschneidende Eingriffe* in den Steuerungsmechanismus des Marktes, in die Entscheidungsfreiheit des Konsumenten und des Unternehmers durch das Setzen klarer politischer Signale« erreicht werden, eine verführerische Aussage!

Im Vergleich zu den unteren Werten der Prognose der energiewirtschaftlichen Institute vom Dezember 1977 führt das vorgeschlagene Gesamtszenario (mit dem Stromverbrauchsszenario als Kern) zu einer Einsparung an Endenergie um wenigstens 100 Mio t SKE in 2000. Der sich danach ergebende Endenergieverbrauch zur Jahrhundertwende liegt in der gleichen Größenordnung wie der im Jahre 1978 erreichte Verbrauch. Wenn dies erreicht werden könnte, wäre das eine in jeder Hinsicht begrüßenswerte Perspektive!

Im Eppler-Papier wird das Ausmaß der möglichen Einsparungen durchweg grob geschätzt, ganz anders als bei der DIW-Untersuchung. Am meisten ins Gewicht fällt dabei die auf 75% veranschlagte, expressis verbis bis 2000 erreichbare Verminderung des Verbrauchs der Haushalte an Wärmeengergie. Sie ergibt rechnerisch allein 50 Mio t SKE in 2000. Im Betrage folgt die durch Förderung energiesparender Maßnahmen insbesondere durch Abschreibungsanreize innerhalb von 20 Jahren erreichbare Einsparung von etwa 30% des Endenergieverbrauchs der Industrie. Diese ergibt rechnerisch insgesamt über 35 Mio t SKE, ein Einsparungspotential, das durch keinerlei konkrete Angaben gestützt ist. Mit dieser Aussage wird im übrigen unterstellt, daß die Industrie bislang Energieeinsparungen außerordentlichen Ausmaßes sträflich unterlassen hat. Das Papier spricht ganz allgemein von »Effizienzverbesserungen um den Faktor 4 beim Heizen, um den Faktor 3 beim Haushaltsstrom, um den Faktor 2 beim Verkehr und um den Faktor 2 bis 3 bei

der industriellen Wertschöpfung« als »realistischen längerfristigen Zielen für ein modernes Industrieland«.

Die geschätzten Einsparungen liegen so ungleich höher als alle bislang ermittelten, daß der kritische Leser zu der Erklärung neigt, dieses Potential wurde so hoch angesetzt, um die Maßnahmen zu rechtfertigen, die vorgeschlagen wurden, um diese Einsparungen herbeizuführen. Das wäre nicht weiter gravierend, wenn nach Epplers Strategie nicht die Entscheidung, die Einsparungen zu verwirklichen, gekoppelt wäre mit der Entscheidung über die Ausbauplanung der Energiewirtschaft – eingeschlossen das folgenträchtigste und für Eppler wohl wichtigste Verdikt, fortan keine weiteren Kernkraftwerke, auch keine Hochtemperatur-Reaktoren und keine Schnellen Brüter mehr zu bauen. Ist dieser Weg aber einmal versperrt, so wird die deutsche Reaktorbauindustrie auch nicht mehr in der Lage sein, später, wenn es notwendig sein sollte, wieder tätig zu werden, da qualifizierte Arbeitskräfte und know how dann fehlen[66]. Die so stark strapazierte »Option« zugunsten der Kernenergie könnte jedenfalls nicht so lange Zeit offengehalten werden.

Diese voraussehbare Entwicklung ist deshalb besonders gefahrvoll, weil man hierdurch in den Teufelskreis »unzureichende Energieversorgung – einschneidendere Restriktionen« eintritt, aus dem es kein Entrinnen gibt. In der Logik der Epplerschen Strategie, wird dann nämlich notwendig –, auch mit der Wirkung einer Beeinträchtigung der Lebenshaltung und der industriellen Leistungsfähigkeit –, Restriktionen in der Energienutzung einzuführen und soweit voranzutreiben bis die Nachfrage mit dem verringerten Angebot zur Deckung gelangt. Zunächst könnte z. B. gedacht werden an verbindliche Weisungen zur Wärmeisolierung von Altwohnungen oder an ein Verbot der Heizung oder Warmwasserbereitung mit Elektrizität. Der nächste Schritt wäre schon eine Kontingentierung der Stromabgabe oder des Stromverbrauchs. Entsprechend eskalierende Restriktionen wären für die nicht durch Elektrizität gedeckten Energieverwendungen zu erwarten. Wer sich in ordnungspolitischen Problemen auskennt, kann nur davor warnen diesen Weg zu gehen.

[66] Der vordem leistungsfähigen italienischen Industrie ist ein solches Schicksal widerfahren, als sie zehn Jahre lang – zwischen 1959 und 1969 – keinerlei Kernkraftaufträge erhielt.

Wenn oben festgestellt wurde, daß sich im Eppler-Papier durchweg nur mäßig eingreifende Maßnahmen finden, so gilt das nicht für die Elektrizitätswirtschaft. Diesem Wirtschaftszweig will Eppler die ausdrücklich als energiepolitisches Handlungskriterium anerkannte unternehmerische Entscheidungsfreiheit so gut wie vollständig nehmen. Insbesondere gilt dies für Entscheidungen, die den Bau und Betrieb von Kraftwerken betreffen. Das Papier will zudem eine Preis- und Tarifstruktur für die Stromabgabe mit Bonis und Malis einführen, die weit von der kosten- und marktmäßig gebotenen Struktur wegführt. Die logische Konsequenz aus diesem Entzug von Entscheidungskompetenzen wäre eine Umwandlung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen in staatliche Regiebetriebe mit der Folge weitgehender Unterdrückung aller unternehmerischen Impulse und Initiativen.

(6) *Sinnvolles energiepolitisches Ziel* ist nicht die Einsparung

Übersicht 82: Das Eppler-Szenario im Vergleich mit der DIW-Prognose

	Mehr- oder Mindermengen			
	A		B	
	TWh			
Brutto-Stromverbrauch	−170	(−23%)	−125	(−17%)
	GWe			
Installierte Leistung	− 35	(−23%)	− 26	(−17%)
Kernkraftleistung	− 40	(−69%)	− 40	(−69%)
	Mio t SKE			
Steinkohle-Einsatz	+ 20	(+31%)	+ 15	(+23%)
Kernenergieeinsatz	− 87	(−64%)	− 97	(−72%)
Einsatz von Öl und Gas	+ 40	–	+ 40	–

A Originalwerte des Eppler-Szenario versus DIW
B Eppler-Szenario-Werte nach Ausschaltung von Rechenfehlern versus DIW

Bemerkung zur Übersicht: Der Vergleich zwischen den Differenzen zu den Originalwerten und zu den berichtigten Werten des Eppler-Szenarios zeigt deutlich, daß die von Eppler als besonderen Vorteil seiner Strategie hervorgehobene starke Absenkung des Brutto-Stomverbrauchs und der installierten Leistung allein zu einem Viertel Rechenfehlern zuzuschreiben ist.

an sich, wie Eppler offenbar meint, sondern allein der richtig dosierte Einsatz der verschiedenen Energieträger zur volkswirtschaftlich optimalen Energieversorgung, natürlich unter Berücksichtigung aller nach den gleichen Kriterien sinnvollen Einsparungsmöglichkeiten. Dieses Ziel verfehlt Epplers Strategie!

Beschränkt auf die Elektrizitätswirtschaft und verglichen mit den oberen Werten der gleichzeitigen DIW-Prognose führt die Epplersche Alternative zu den aus Übersicht 82 abzulesenden Veränderungen der Strukturdaten im Jahr 2000.

Wird auf die oben genannte Zielsetzung abgestellt, die deutsche Volkswirtschaft optimal mit Energie zu versorgen, so liest sich Übersicht 82 wie folgt: Im Jahre 2000 haben drastische, in vollem Ausmaße sicherlich nicht zu realisierende Energieeinsparungsmaßnahmen für den Bereich der Elektrizitätswirtschaft zur Folge, daß der im übrigen keineswegs verzichtbare Kernenergieeinsatz um 87 Mio t SKE verringert wird. Stattdessen wird der Steinkohleeinsatz durch Einfuhren um 20 Mio t erhöht und zudem 40 Mio t SKE Öl und Gas zur Stromerzeugung zusätzlich eingesetzt. Darüberhinaus ist außerhalb des Bereichs der Elektrizitätswirtschaft mit einem erheblichen, nicht quantifizierten, aus heimischer Förderung nicht zu deckenden Mehrverbrauch von Steinkohle zu rechnen. Kürzer und prägnanter ausgedrückt heißt dies: Ungeachtet drastischer, die Lebensqualität mindernder Sparmaßnahmen wird Kernenergie durch Einfuhrkohle, Öl und Gas ersetzt.

Angesichts dieser Ergebnisse ist die Frage zu stellen, ob die zur Durchsetzung der Epplerschen Strategie erforderlichen Eingriffe wirklich lohnen. Dabei sollte auch bedacht werden, daß kompromißlose Kernkraftgegner die von Eppler tolerierte, wenn auch geringe Kernenergieleistung nicht akzeptieren werden – dies insbesondere auch deshalb, weil die umstrittene Entsorgung keineswegs überflüssig wird.

(7) Das Eppler-Papier nennt zwar Schätzwerte für die Kosten, die die vorgeschlagenen Maßnahmen verursachen, z.B. für die Wärmedämmung, es vermeidet aber einen Hinweis auf die *Mehrkosten* von wenigstens 4 DPfg/kWh, die entstehen durch die Substitution von Kernenergie durch Steinkohle, jetzt auch durch Heizöl und in absehbarer Zeit auch durch Erdgas vor allem in der Grundlast. Bei in 2000 rund 190 TWh Stromerzeugung aus Steinkohle, Öl oder Gas anstatt, wie in der DIW-Prognose, aus Kernenergie – das ist der Unterschied zwischen Eppler und dem DIW – sind dies wenigstens 7,6 Mrd DM

Mehrkosten im Jahre 2000, gerechnet zum gegenwärtigen Preis- und Kostenstand. Ganz in der Argumentation des Alternativ-Szenarios könnte Eppler entgegengehalten werden: für die in diesem Jahrhundert noch vor uns liegenden 20 Jahre errechnet sich ein Differenzbetrag, der unter Zugrundelegung der Ansätze seines Szenarios ausreichen würde, um über fünf Millionen Einfamilienhäuser mit einer Wärmedämmung nach schwedischem Standard zu versehen.

Eppler übersieht aber auch, daß der Ausbau der Kernenergie in Deutschland auch schon deshalb geboten ist, weil die industrielle Welt um uns weiterhin auf diese Energie nicht nur setzt, weil sie ausreichend verfügbar ist, sondern auch und vor allem wegen ihrer günstigen Kosten.

Wie kaum ein anderes großes Land ist unser Land mit der Weltwirtschaft verflochten, d.h. in die weltwirtschaftliche Arbeitsteilung eingebunden (20% Auslandsanteil am Bruttosozialprodukt). Schon die Bewahrung des erreichten wirtschaftlichen Leistungsstandes setzt voraus, daß sich diese außenwirtschaftliche Einbindung nicht wesentlich mindert. Bei einem Verzicht auf Kernenergie in einer Welt, die dies nicht tut, wäre die ohnehin durch hohe Lohn- und Sozialkosten vorbelastete Bundesrepublik auch in den Kosten der Elektrizitätsversorgung kostenmäßig benachteiligt und damit im internationalen Wettbewerb ernsthaft unterlegen.

(8) Eines der sechs bei der Energiepolitik zu beachtenden Kriterien bezeichnet das hier behandelte Szenario mit folgenden Worten: »Verantwortung für Menschen in anderen Ländern, besonders die unterprivilegierten Völker der Dritten Welt, Verantwortung für zukünftige Generationen und Verantwortung für die Erhaltung der natürlichen Umwelt auf lange Frist«.

Vergeblich sucht man in dem gleichen Papier aber nach Orientierungen und konkreten Maßnahmen, die dieser dreifachen Verantwortung gerecht werden. Diese Fehlanzeige ist zugleich die wohl schwerste Kritik am Szenario. Eine Auseinandersetzung mit den hier angesprochenen raum- und zeitübergreifenden Problemen hätte vor allem deshalb erwartet werden können, weil das Papier aus der Feder eines Politikers stammt, der die Verantwortung für die Schwachen in der Welt, für die zukünftigen Generationen und für die Erhaltung einer lebenswerten Umwelt zu seinem wichtigsten Anliegen gemacht hat.

Zwei Feststellungen mögen diese Kritik belegen:

(a) Mit seiner Strategie beansprucht Eppler allein für die

Stromerzeugung einen Anteil an den begrenzten Öl- und Gasvorräten der Erde, der zwischen 1979 und 2000 wachsend, bis jährlich etwa 40 Mio t SKE höher ist als dies das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung für notwendig erachtet. Eine ausreichende Versorgung der Welt mit Energie wird damit noch mehr in Frage gestellt. Auch wieder im Vergleich zur DIW-Prognose sollen darüber hinaus nicht näher bestimmte, jedenfalls aber steigende und zuletzt große Mengen an Steinkohle zusätzlich eingeführt werden, wohl wissend, daß das Kohleexportpotential der Welt begrenzt ist. Die Einfuhrmöglichkeiten der finanzschwachen Länder, insbesondere der ölarmen Entwicklungsländer, werden damit in gleichem Maße vermindert. Das Konfliktpotential steigt.

(b) Das hier diskutierte Szenario schließt mit dem Jahr 2000 brüsk ab und verschließt sich damit allen, insbesondere von der Weltenergiekonferenz ins Feld geführten Langzeitargumenten, die für die Weiterentwicklung der Kernenergie sprechen, so

- die absehbare, im nächsten Jahrhundert akute Erschöpfung der zu wirtschaftlichen Bedingungen gewinnbaren Öl- und Gasvorräte;
- die Eignung der Kernenergie zur unmittelbaren Substitution von fossiler Wärme auch außerhalb der Elektrizitätserzeugung durch den Einsatz dann industriell reifer Hochtemperatur-Reaktoren;
- die durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe möglicherweise verursachten Umweltänderungen von globalem Ausmaß;
- die durch Brütereinsatz erreichbare letztlich um den Faktor 60 verbesserte Nutzung der Kernbrennstoffe.

2.4.4.4 Einige Schlußfolgerungen

Die Ergebnisse der Analyse des Alternativ-Szenarios können zu drei Aussagen zusammengefaßt werden:

- Die Einsparungs- und Umstrukturierungsziele sind zu hoch angesetzt. Zu einem Teil sind sie technisch nicht zu verwirklichen (75%ige Wärmedämmung) und zu einem weiteren Teil sind sie politisch kaum durchsetzbar (drastische Einschränkungen des Elektrizitätsverbrauchs). Im übrigen sind – gemessen an den gleichviel zu erreichenden Zielen – die vorgeschlagenen Maßnahmen keineswegs ausreichend.
- Dadurch, daß in der Strategie die Entscheidung über die Einsparungsziele gekoppelt ist mit der Entscheidung über den weiteren Ausbau der Anlagen für die Erzeugung und Umwandlung

von Energie – hier insbesondere mit dem Verbot des Zubaus von Kernkraftwerken –, entsteht schon wegen des verringerten Energieangebots ein sachlogischer Zwang zur Verwirklichung der Ziele, der zu weit restriktiveren als den vorgesehenen Maßnahmen führen wird, wodurch letztlich die »Handlungsspielräume«, die Lebenshaltung und die industrielle Leistungsfähigkeit reduziert werden.

- Die Strategie geht an der Einbindung der Bundesrepublik in die Weltwirtschaft vorbei. Sie trägt damit weder der Notwendigkeit Rechnung, durch preiswerte Energieversorgung international wettbewerbsfähig zu bleiben, noch nimmt sie die Verknappungen und Zugangsbeschränkungen von Erdöl und Erdgas wie auch die rasche Erschöpfbarkeit der Ressourcen an fossilen Brennstoffen zur Kenntnis. Sie ignoriert zudem alle Langzeitprobleme der Welt-Energieversorgung und setzt sich insbesondere hierdurch über die Interessen der armen Länder hinweg.

Das Eppler-Szenario wurde hier so breit behandelt, weil es – auch stellvertretend für andere Kernenergieverzicht-Strategien – die vielschichtigen Konsequenzen einer solchen Politik deutlich macht. Der Verfasser leitet aus dieser Analyse die simple Erkenntnis ab, daß ein Verzicht der Bundesrepublik auf Kernenergie nicht verantwortet werden kann.

2.4.5 »Soft Energy«

In den letzten Jahren wird vielfach die Auffassung vertreten, es sei möglich, durch technisch und ökonomisch verbesserte Energiebereitstellung und Energienutzung den Energieverbrauch langfristig auf niedrigem Niveau zu stabilisieren. Der gegenwärtig durch Kohlenwasserstoffe gedeckte Bedarf könne im Rahmen eines 30 bis 50jährigen Umstellungsprozesses durch »sanfte«, regenerierbare, vorwiegend dezentrale Energiequellen gedeckt werden, insbesondere durch Sonnenenergie für Heizung und Brauchwasser, Biogas als Treibstoff sowie Wasser- und Windkraft für die Elektrizitätswirtschaft.

Hauptverfechter dieser »Soft«-Ideologie ist Amory B. Lovins[67]. Er sieht vier Vorteile des Soft Path gegenüber dem von

[67] Soft Energy Paths – Towards a Durable Peace, Pelican (UK) 1977; in deutscher Übersetzung: Sanfte Energie, Reinbek, 1978. Vgl. hierzu auch: H. Michaelis, Zur Diskussion über den harten oder den sanften Weg in der zukünftigen Energieversorgung, in: Die Energiewirtschaft zu Beginn der 80er Jahre, Fest-

ihm als »hard« gekennzeichneten Weg der gegenwärtigen Energiepolitik: Mannigfaltigkeit der aus vielen kleinen Einheiten gespeisten Energieversorgung; Rückgriff auf die Energieflüsse der Sonne, des Windes und der Vegetation; einfache Technologien und einfache Handhabbarkeit; Anpassungsfähigkeit nach Größen und Standorten an die Besonderheiten des Endverbrauchs – durchweg eingängige Argumente. Lovins nimmt für sich in Anspruch, das Energieproblem ganzheitlich, d.h. ethisch, gesellschaftlich, technisch und wirtschaftlich zu sehen und aus dieser Schau – weltweit – lösen zu können.

Hier ist nicht der Ort, sich mit den ideologischen Wurzeln der Soft-Technologie auseinanderzusetzen. Nur einige vorwiegend energietechnische und energiewirtschaftliche Bemerkungen:

(1) Soft-Technologie erfordert wesentlich mehr Kapital als Hard-Technologie, einmal weil in erster Linie Energien mit geringer Flußdichte und entsprechend großem Auffangvolumen genutzt werden, und sodann, weil die Großanlagen zugute kommende Kostendegression entfällt. Zudem stellt diese Technologie außerordentliche Ansprüche an die Rohstoffwirtschaft, z.B. für die Beschichtung der große Flächen beanspruchenden Sonnenkollektoren (vgl. S. 550). Alles dies hat zur Folge, daß die Kosten der Energiebereitstellung auf der Grundlage von Soft-Technologien wesentlich höher liegen als bei Anwendung herkömmlicher Techniken (vgl. S. 141). Das erfordert nicht nur eine allgemeine Bereitschaft, diese Kosten aufzubringen, sondern schließt auch aus, daß einzelne Industrieländer den Soft Path gehen ohne Rücksicht auf die übrige Welt, mit der diese Länder in wirtschaftlichem Güteraustausch stehen.

(2) Ein auf Soft-Energien sich stützendes Versorgungssystem bedarf aufwendiger Abdeckungen und Absicherungen. Sonne scheint nur am Tage, Wind weht nur zeitweilig. Die zur Rechtfertigung hervorgehobenen Vorteile einer Dezentralisierung unserer Energieversorgung gehen damit zu einem wesentlichen Teil verloren.

(3) Die Soft-Technologie wird auch mit der These gerechtfertigt, Großtechnik sei nicht kontrollierbar. In Übereinstimmung

schrift zum 60. Geburtstag von Hans K. Schneider, München 1980; ebenso den Bericht ›Jül–Spez–78‹ der KFA Jülich: Sanfte Energie. Möglichkeiten – Probleme – Grenzen, vom Juni 1980 und O. Renn, Die sanfte Revolution. Zukunft ohne Zwang. Essen 1980.

mit C. F. v. Weizsäcker ist der Verfasser anderer Auffassung: nicht die Großtechnik ist das Problem sondern allein die mangelnde Vernunft des Menschen beim Umgang mit dieser Technik.

(4) Angesichts der weltwirtschaftlichen Interdependenz kann Soft-Technologie nur weltweit eingeführt werden. Hier ist nicht einmal ein Ansatzpunkt zu erkennen für den erforderlichen weltweiten Konsens zu einem Verzicht auf die ungeliebten Großtechnologien (unter Einschluß der Elektronik). Am wenigsten ist diese Bereitschaft zu Opfern und Verzichten dort auszumachen, wo der Zuwachs des Energieverbrauchs vornehmlich stattfinden wird, im COMECON und in der Dritten Welt. Es sollte uns zu denken geben, daß das bislang einzige auf eine Soft-Technologie ausgerichtete große Land, die Volksrepublik China, sich von der bedingungslosen Bevorzugung der Kleinindustrie abwendet und – so die Meinung zahlreicher Experten – wahrscheinlich unbeirrt den Weg in die Großtechnologien beschreiten wird.

(5) Am schwersten wiegt aber der Einwand, daß die Soft-Technologie wegen des großen Raumbedarfes und der Ansprüche an die Rohstoffwirtschaft und den Kapitalmarkt auch bei entsagungsvollen Anstrengungen nicht entfernt die Kapazitäten bereitstellen kann, die erforderlich sind, um den auf lange Zeit hin noch stark zunehmenden Energiebedarf der Welt zu dekken. Daß dies nicht möglich ist, zeigen vor allem die Untersuchungen des International Institute for Applied System Analysis (IIASA) in Laxenburg bei Wien, auf die dieses Buch an anderer Stelle eingeht (vgl. S. 140)[68].

(6) Vollends illusorisch ist es, zu erwarten, daß eine so radikale Umstellung in der Einstellung zur Technik, wie sie zur Erreichung des gewünschten Ergebnisses notwendig wäre, im Laufe von nur einer oder zwei Generationen erreicht werden kann. Dazu fehlt vor allem die erforderliche Bereitschaft zu Opfern und zu Verzichten.

(7) Für das Thema dieses Buches ist die Tatsache bestimmend, daß auch die engagiertesten Verfechter einer Umstellung auf Soft-Technologien nicht behaupten, diese Umstellung werde sich schon im Laufe der nächsten zehn oder zwanzig Jahre auf die Energieversorgung der Welt oder auch nur der

[68] S. auch P. Penczynski, Welche Energiestrategie können wir wählen? Berlin und München 1978

großen Industrieländer deutlich auswirken. Dies ist aber gerade jene Zeitspanne, in welcher die Schwierigkeiten bei der Dekkung des Energiebedarfs auftreten werden, und in welcher wir die Kernenergie am ehesten benötigen.

Der Verfasser möchte aber nicht mißverstanden werden. Selbstverständlich müssen wir auch Soft-Technologien – vor allem die regenerativen Energiequellen (vgl. S. 542ff.) – zur Deckung des wachsenden Energiebedarfs entwickeln und einsetzen. Wir sollten uns aber der Grenzen, die solchen Technologien aus ökonomischen und auch aus ökologischen Gründen gesetzt sind, stets bewußt sein.

2.4.6 Energiesparen und Wirtschaftsordnung

Die Begrenzung der Nahrungsquellen und der Vorräte der Welt an Rohstoffen und Energieträgern, wie auch die zunehmende Belastung der Umwelt haben zu der erstmalig deutlich vom Club of Rome ausgesprochenen Forderung geführt, das Wachstum zu begrenzen. Hier soll nicht untersucht werden, ob diese Forderung berechtigt ist, das geschieht an anderer Stelle (s. S. 799ff.). Es soll nur festgestellt werden, daß selbstgenügsame Wachstumsbegrenzung allein mit dem Mittel rigoroser zentraler Lenkung durchsetzbar ist. Reimer Gronemeyer meint in seinem Aufsatz »Selbstbestimmung innerhalb der Grenzen des Wachstums«[69], »nur eine Verteilungsdiktatur sei imstande, die Prozeßlawine abzufangen«. Um diese Aussage zu belegen, beruft sich Gronemeyer auf drei verschiedenen politischen Gruppen zuzurechnende Zeugen, zunächst auf H. Gruhl, der nach seinen Worten die konservativ-nationalstaatliche Lösung will: »Jetzt muß die Zukunft geplant werden. Und es ist weit und breit niemand sichtbar, der das tun könnte, außer dem Staat. Wenn er es aber tut, dann muß er jetzt tatsächlich viele Freiheiten entschlossen aufheben, um das Chaos zu verhüten.«[70] Er beruft sich weiter auf die liberaldemokratische Sicht von R. L. Heilbroner: »Die intellektuelle Redlichkeit zwingt mich aber einzugestehen, daß wir das bevorstehende ökologische Spießrutenlaufen vielleicht nur unter Regierungen überstehen werden, die Gehorsam weit wirksamer durchzusetzen vermögen, als es unter demokratischen Bedingungen möglich wäre. Wenn das Überleben der Menschheit auf dem Spiel steht, könnten solche

[69] In »Anders leben – Überleben«; die Grenzen des Wachstums als Chance zur Befreiung, fischer alternativ, Frankfurt/M. 1977.

[70] H. Gruhl, Ein Planet wird geplündert, Frankfurt/M. 1975, S. 290.

Regierungen unvermeidlich, ja notwendig sein.«[71] Und er beruft sich schließlich auf die sozialistisch-kommunistische Perspektive von W. Harich, der »rigorose Unterdrückungsmaßnahmen ... begleitet von gesetzlich verfügten Massen-Entziehungskuren« fordert: »Der proletarische Staat muß ... über die Machtmittel verfügen, auch den Konsum der Individuen zu kontrollieren, und zwar nach Kriterien, die ihm die Ökologie an die Hand gibt.«[72]

Diese zur Durchsetzung einer selbstgenügsamen Wachstumsbegrenzung von den Vertretern dieser Forderung unabhängig vom politischen Standort offenbar für unerläßlich gehaltenen Einschränkungen der individuellen Freiheiten sollten Anlaß sein, zu überlegen, ob es nicht andere Wege gibt, um das ökologische Gleichgewicht der Welt zu erhalten. Das jedenfalls ist die Auffassung des Autors, dessen Gegenthese lautet: Zur Nutzung begrenzter Ressourcen ist die Marktwirtschaft besser geeignet als jedwede Zentralverwaltungswirtschaft. Diese Auffassung wird vor allem hergeleitet aus der nivellierenden und Rationalisierungsansporne mindernden Wirkung von Verteilungsmaßnahmen her, dem »Zuteilungseffekt«. Hier sei eine an anderer Stelle dieses Buches zitierte Feststellung wiederholt: der Energieverbrauch je Einheit des Bruttosozialproduktes ist in den Ländern mit zentralverwaltungswirtschaftlicher Ordnung deutlich höher als in den »marktwirtschaftlichen Ländern« (vgl. S. 124).

Die größere Chance, das ökonomische und das ökologische Gleichgewicht der Welt zu erhalten, sieht der Verfasser immer noch in einer nach den liberalen Regeln des GATT (General Agreement on Tariff and Trade) funktionierenden Weltwirtschaft und nicht in einer bürokratischen Weltwirtschaftsverwaltung, etwa einer dirigistischen Weiterentwicklung der von den Entwicklungsländern seit Jahren geforderten »Neuen internationalen Wirtschaftsordnung«[73]. Bei dieser Aussage kann die Skepsis außer Betracht bleiben, was die Aufnahmebereitschaft, die Durchsetzbarkeit und die Wirksamkeit internationaler Lenkungs- und Verteilungsmaßnahmen angeht.

Der Verfasser rechtfertigt seine These mit einer neuen Erkenntnis. Eine signifikante Wachstumsbegrenzung hat es in den

[71] L. R. Heilbroner, Die Zukunft der Menschheit, Frankfurt/M. 1976, S. 78.
[72] W. Harich, Kommunismus ohne Wachstum, Reinbek, 1975, S. 179.
[73] Vgl. H. Michaelis, Europäische Rohstoffpolitik, Essen 1976, S. 106ff.

letzten Jahren nur in den marktwirtschaftlichen, d.h. den kapitalistischen Ländern gegeben, ohne daß mit dem Ziele umfassender Einschränkungen hoheitlich eingegriffen wurde. Zwischen 1973 und 1979 wuchs das reale Bruttosozialprodukt in den OECD-Ländern um durchschnittlich 2,2% p.a., in der Sowjetunion aber um 4,5% p.a. Viele Politiker mögen dies bedauern. Es kann hier auch dahingestellt bleiben, ob dies gut oder schlecht ist. Eines kann aber kaum noch bestritten werden: offenbar reagiert die »Marktwirtschaft« über den Mechanismus von Angebot, Nachfrage und Preis weit sensibler auf Knappheitsperspektiven als es jedwede Zentralverwaltungswirtschaft vermag.

Um nicht mißverstanden zu werden: mit dieser Aussage plädiert der Verfasser nicht für eine in jeder Hinsicht freie Marktwirtschaft, sondern für eine marktwirtschaftliche Ordnung, die der Notwendigkeit des Umweltschutzes ebenso Rechnung trägt wie der Begrenzung der Ressourcen.

3.1 Die Rolle der Kernenergie in der Elektrizitätswirtschaft

3.1.1 Weltdaten

(1) Die Internationale Atomenergie-Organisation (IAEO) gab im Januar 1981 folgenden Status der Kernkraftwirtschaft der Welt per 1. Januar 1981 bekannt[1,2].

Kernkraftwerke	Anzahl	Nettoleistung GWe
in Betrieb	253	136,1
im Bau	222	204,5
geplant	118	109,0
Versuchsanlagen	5	0,6
insgesamt	598	450,2

Bis Ende 1980 erzeugten die Kernkraftwerke der Welt, soweit erfaßt (die kommunistischen Länder machen keine Angaben), 3964 TWh brutto Elektrizität, davon 47% in den USA, 12,9% im Vereinigten Königreich, 9,4% in Japan, 6,7% in der Bundesrepublik, 6,7% in Frankreich und 5,5% in Kanada. Die Welt-Atomstromerzeugung des Jahres 1980 erreichte 620 TWh, d.h. etwas über 10% der gesamten Brutto-Stromerzeugung – rd. 6100 TWh (alle Angaben ohne die Länder des Ostblocks; unter Einschluß der kommunistischen Länder erreichte der Versorgungsbeitrag der Kernenergie zur Stromerzeugung in 1980 etwa 8%). Zum Vergleich: In der Bundesrepublik Deutschland wurden 1980 insgesamt 369 TWh erzeugt, d.s. noch nicht einmal zwei Drittel der gleichzeitigen Kernstromerzeugung der Gesamtheit der nicht kommunistischen Länder.

Beim Lesen der Übersicht 83 ist zu berücksichtigen, daß der

[1] Diese Aufstellung schließt auch Taiwan ein, das aus der IAEO ausgeschlossen wurde. Die Weltdaten weichen von denen der Übersicht 83 ab, vor allem weil der Terminus »bestellt« bzw. »geplant« unterschiedlich ausgelegt wird.

[2] Stand Ende 1980 (links) und Mitte 1981 (rechts) nennt die Zeitschrift atomwirtschaft (3/81, S. 216 u. 11/81, S. 609) folgenden Weltstatus

	Ende 1980	Mitte 1981
in Betrieb	254 mit 138,2 MWe	257 mit 152,5
in Bau	234 mit 217,5 MWe	238 mit 231,9
bestellt	96 mit 94,6 MWe	110 mit 109,4
insgesamt	584 mit 450,2 MWe	605 mit 493,7

Übersicht 83: Kernkraftwerke der Welt, 31. Dezember 1980 (Nettoleistungen)

	in Betrieb Zahl	in Betrieb MWe[a]	in Bau/bestellt Zahl	in Bau/bestellt MWe[a]	insgesamt Zahl	insgesamt MWe[a]	%
Belgien	4	1660	4	3900	8	5560	1,2
Deutschland (BR)[b]	14	8620	15	16442	29	25062	5,6
Frankreich[b]	20	12841	38	39905	58	52746	11,7
Großbritannien[b]	32	8088	11	7394	43	15482	3,4
Italien	4	1447	5	3959	9	5406	1,2
Luxemburg	–	–	1	1247	1	1247	0,3
Niederlande	2	500	–	–	2	500	0,1
Europ. Gemeinschaft	76	33156	74	72847	150	106003	23,5
Finnland	2	1080	2	1080	4	2160	0,5
Jugoslawien	–	–	1	632	1	632	0,1
Österreich	–	–	1	692[c]	1	692[c]	0,2
Schweden[b]	7	4640	5	4820	12	9460	2,1
Schweiz	4	1926	3	3007	7	4933	1,1
Spanien	3	1073	14	13105	17	14178	3,2
Westeuropa	92	41875	100	96183	192	138058	30,7
Japan	24	15007	10	8881	34	23888	5,3
Kanada	11	5516	15	10056	26	15572	3,5
Vereinigte Staaten[b]	74	54515	124	137981	198	192496	42,7
westl. Industrieländer	201	116913	249	253101	450	370014	82,2
Entwicklungsländer insgesamt	8	2808	30	23162	38	25970	5,8
davon: Brasilien	–	–	3	3116	3	3116	0,7
Indien	3	580	5	1080	8	1660	0,4
Iran	–	–	2	3392[d]	2	3392[d]	0,8
Korea	1	564	6	4934	7	5498	1,2
Südafrika	–	–	2	1844	2	1844	0,4
Taiwan	2	1220	4	3714	6	4934	1,1
kommunistische Länder	45	18455	51	35760	96	54215	12,0
davon DDR	5	1760	8	3360	13	5120	1,1
Sowjetunion	34	14245	26	26260	60	40505	9,0
Welt	254	138176	330	312023	584	450199	100

Aussage, ein Kernkraftwerk ist »bestellt«, keineswegs überall die gleichen Kriterien zugrunde liegen. Einmal ist die Abgrenzung zwischen den »letters of intent« und festen Bestellungen fließend. Sodann aber, und das ist entscheidend, hat die Verlängerung der z. T. sich überlappenden Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten in der Bundesrepublik Deutschland, in den Vereinigten Staaten und auch in einigen anderen Ländern zu einem Vorziehen der Entscheidungstermine geführt, die in der Anzahl und Leistung der »bestellten« Kraftwerksleistung zum Ausdruck kommt. In den meisten anderen Ländern haben die vergleichsweise einfachen und schnellen Genehmigungsverfahren nicht diesen Aufbauschungseffekt ausgelöst.

Übersicht 83 zeigt, daß auf die westlichen Industrieländer über 82,2% der Ende 1980 betriebenen, im Bau befindlichen und bestellten Kernkraftleistung entfällt. Besonders hoch ist nach wie vor der Anteil der Vereinigten Staaten, 42,7%. In der Europäischen Gemeinschaft mit insgesamt 23,5% hält die Bundesrepublik nach Frankreich (11,7%) den zweiten Platz: 5,7%.

Nach der gegenwärtigen Planung liegt der Anteil der Kernenergie an der zugebauten Stromerzeugungsleistung im Weltdurchschnitt über 50%. Besonders hoch ist dieser Anteil in Frankreich und im europäischen Teil der Sowjetunion (auf den 80% der sowjetischen Elektrizitätserzeugung entfallen). In diesen beiden Regionen wird die elektrische Leistung ausschließlich durch den Zubau von Kernkraftwerken erhöht[3].

[3] In Frankreich (von Wasserkraftwerken abgesehen) gemäß Entscheidung Ende 1973 (vgl. H. Lauer und P. Cachera, Kernenergie in Frankreich, atomwirtschaft, Februar 1978, S. 70) und in der Sowjetunion gemäß Erklärung von Prof. M. A. Styrikowitch, Mitglied der Sowjetischen Akademie der Wissenschaften, am 8. 11. 79 in Timmendorfer Strand.

---

zu nebenstehender Seite

[a] Die Leistungen der von Elektrizitätsversorgungsunternehmen mehrerer Länder gemeinsam betriebenen Kernkraftwerke wurden – unabhängig vom Standort – anteilig zugerechnet.

[b] In den Spalten »in Betrieb« und »insgesamt« sind folgende inzwischen wieder endgültig abgeschalteten Kernkraftwerke nicht mehr berücksichtigt: Bundesrepublik Deutschland: KKN (100 MWe), HDR (25 MWe), KWL (252 MWe), KRB (252 MWe); Frankreich: Chinon-1 (70 MWe), G-2 (40 MWe); Großbritannien: PFR Dounreay (13 MWe); Schweden: Agesta (12 MWe); USA: Peach Bottom-1 (40 MWe).

[c] Durch Referendum gestoppt.

[d] Stand des Vorjahrs fortgeschrieben; Verwirklichung unwahrscheinlich.

Quelle: atomwirtschaft, März 1981, S. 216

(2) Man hatte angenommen, die Schockwirkung der Ölkrise im Herbst 1973 werde zu einer alsbaldigen und nachhaltigen Erhöhung der Ausbauziele der Kernenergie Veranlassung geben. Das war zunächst auch der Fall. Aus drei Gründen wurden die Zieldaten dann aber allgemein nach unten korrigiert: wegen der Verringerung des Wirtschaftswachstums, wegen der gewachsenen Schwierigkeiten, die notwendigen Finanzmittel bereitzustellen, und – last but not least – wegen der verstärkten Berücksichtigung der Sicherheit und der Umweltaspekte, die letztlich in der Akzeptanzkrise ihren Ausdruck fanden. Weltweit läßt sich aus diesen gegenläufigen Tendenzen noch keine eindeutige Bilanz ziehen. Wenn man den Anteil der Kernenergie an der gemäß den Investitionsentscheidungen zuzubauenden elektrischen Leistung zum Kriterium wählt, so scheint es aber so, daß die Beschleunigungsimpulse im Ergebnis stärker waren als die Verzögerungsimpulse. Dies macht schon ein über

Übersicht 84: Entwicklung der Welt-Kernkraftleistung in GWe netto

	in Betrieb	im Bau	bestellt	im Bau u. best.	Zusammen
1. 9. 1969	13,9	57,2	41,2	98,5	112,4
Mitte 1970	15,2	79,2	41,6	120,8	136,0
Mitte 1971	20,3	87,7	61,9	149,6	169,9
31. 12. 1971	27,0	–	–	158,4	185,4
31. 12. 1972	35,1	–	–	219,2	254,3
Mitte 1973	44,5	117,9	117,6	235,5	280,0
Ende 1973	43,4	–	–	261,0	304,4
Mitte 1975	71,2	150,1	183,3	333,4	404,6
Mitte 1976	79,1	175,8	151,2	327,0	406,1
Ende 1976	84,8	–	–	328,4	413,2
Mitte 1977	95,3	193,6	126,2	319,8	415,1
Ende 1977	98,5	–	–	340,0	438,5
Mitte 1978	108,8	222,8	110,8	333,6	442,4
Ende 1978	115,9	–	–	365,2	481,1
Ende 1979	125,8	–	–	378,6	504,3
Mitte 1980	132,6	222,4	95,2	317,6	450,2
Ende 1980	138,2	217,5	94,6	312,1	450,2
Mitte 1981	152,5	231,9	109,3	341,2	493,7

die Zeit erstreckter Vergleich der in der Zeitschrift ›atomwirtschaft‹ regelmäßig veröffentlichten »Status« deutlich (Übersicht 84).

Zwischen dem 1. September 1969 und Ende 1973 betrug der Bestellzugang 44,3 GWe/a und der Inbetriebsnahmerhythmus 6,8 GWe/a, zwischen Anfang 1974 und Mitte 1981 dagegen 25,2 GWe/a bzw. 14,5 GWe/a. Dieser Rückgang bei den Bestellungen von Kernkraftwerken ist ohne Zweifel geringer als der nicht genau erfaßte Rückgang bei den übrigen Kraftwerken, bei welchen die verminderten Erwartungen in den Stromverbrauchszuwachs voll zu Buch geschlagen haben dürften.

(3) Die Internationale Energie-Agentur (IEA) der OECD hat die durchweg 1979 aufgestellten Kernenergieprognosen ihrer Mitgliedsländer 1980 zusammengefaßt und veröffentlicht. Unter Einbeziehung von Frankreich, das der IEA nicht begetreten ist, wird danach für das Jahr 1990 mit den folgenden Beiträgen der Kernenergie zur Gesamtstromerzeugung gerechnet (als Ausgangsdaten wurden die 1979 erreichten Anteile vorangestellt):

	1979	1990
Belgien	21,8	46%
Deutschland (BR)	11,3	30%
Frankreich	16,4	70%
Italien	1,5	14%
Japan	9,9	33%
Kanada	9,5	17%
Schweden	25,2	44%
Schweiz	24,7	41%
Spanien	7,3	34%
USA	12,1	22%
Vereinigtes Königreich	11,9	22%

Ob diese Anteile tatsächlich erreicht werden, ist insbesondere für die Länder fraglich, die ihre Kernenergieprogramme aus innerpolitischen Gründen gekürzt haben. Ziffer 32 des Abschluß-Kommuniqués des Gipfeltreffens der Staats- und Regierungschefs der sieben größten westlichen Industrieländer im Juli 1981 in Ottawa brachte diese Besorgnis mit der folgenden Feststellung zum Ausdruck: »In den meisten unserer Länder macht der Bau neuer Kernkraftanlagen langsame Fortschritte. Wir beabsichtigen, in unseren Ländern darauf hinzuwirken,

daß die Kernenergie von der Öffentlichkeit in größerem Maße akzeptiert wird, und auf die Sorgen der Öffentlichkeit um Sicherheit, Gesundheit, nukleare Entsorgung und Nichtverbreitung einzugehen. Wir werden unsere Bemühungen bei der Entwicklung fortschrittlicher Technologien, insbesondere bei der Behandlung von abgebrannten Kernstoffen steigern.«

Ein weiter hinausgeschobener Zeithorizont wurde für die Projektionen gewählt, die INFCE ihren Überlegungen über den zukünftigen Bedarf an Kernbrennstoffen zugrundelegte (vgl. NEA/IAEA, Uranium Resources ..., Dec. 1979). Danach werden in den nicht-kommunistischen Ländern die folgenden Kernenergieleistungen installiert sein (Angaben in GWe):

Jahresende	wenigstens	höchstens
1979	121	129
1980	144	159
1985	244	272
1990	374	460
1995	552	772
2000	834	1207

Auf die großen Länder und Ländergruppen verteilt sich die für 1990 erwartete Leistung wie folgt (in %):

Kanada	4,3
Frankreich	12,3
Deutschland (BR)	7,9
Italien	6,1
Japan	10,9
Spanien	3,8
Vereinigtes Königreich	2,5
Vereinigte Staaten	36,2
andere Industrieländer	6,2
Entwicklungsländer	9,8
»westl. Welt«	100

(4) Unter allen Ländern der Welt verfügen die *Vereinigten Staaten* über die mit Abstand größte Kernenergieleistung. 1980 erzeugten 75 Kernkraftwerke mit 55,8 GWe Leistung (9,6% der installierten elektrischen Gesamtleistung) insgesamt 265 TWh. Sie trugen mit 11% zur Stromerzeugung bei. (Während der

Schneestürme Ende 1978, die mit Kohlenstreiks im mittleren Westen zusammenfielen, erzeugten eine Reihe großer EVU 40% und mehr ihrer Elektrizität mit Kernkraftwerken) Ende 1980 waren für 82 Kernkraftwerksblöcke mit 90,5 GWe Baugenehmigungen erteilt, 19 weitere Blöcke mit 22,1 GWe waren bestellt. Das Department of Energy (DOE) erwartet für die Jahrhundertwende eine Kernenergieleistung zwischen 255 und 395 GWe. Nach Ansicht des Atomic Industrial Forum (AIF) wären sogar 550 GWe erforderlich, um überall, wo dies sinnvoll ist, Öl- und Gasfeuerung durch Kernenergie zu ersetzen.

Der Anfang 1981 vollzogene Wechsel in der Präsidentschaft hat das psychologische Klima deutlich zugunsten der Kernenergie verbessert. J. Carter hatte am 24. Juni 1980 in die demokratische Wahlplattform die Forderung seines Rivalen E. Kennedy aufgenommen, auf Kernkraftwerke zu verzichten, soweit Alternativenergien zur Verfügung stehen (dies übrigens nur einen Tag nach der auch von Carter getragenen positiven Kernenergieresolution der Gipfelkonferenz von Venedig). Nach der Wahl R. Reagans kann mit einer Beschleunigung des Kernenergieausbaus gerechnet werden. In den vergangenen Jahren sei die Entwicklung der Kernenergie durch bundesstaatliche Hindernisse nachhaltig beeinträchtigt[4] und dadurch der Verbraucher mit Stromausfällen und nicht vertretbaren Kosten bedroht worden. In seinem Presidential Statement on Nuclar Energy vom August 1981 setzt der neue Präsident daher fünf neue Ziele für die amerikanische Nuklearpolitik:

- Wiederbelebung der industriellen Anstrengungen, die Kernenergie unter Beachtung der Gesundheits- und Sicherheitserfordernisse zu entwickeln;
- Außerkraftsetzung von Vorschriften, die, ohne zur Verbesserung der Sicherheit beizutragen, den Bau von Leichtwasser-Reaktoren unnötig behindern oder verzögern;
- Demonstration sicherer Maßnahmen zur Beseitigung des hochradioaktiven Abfalls;
- Aufhebung des Verbots der kommerziellen Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente;
- Entwicklung und Demonstration der Brutreaktor-Technologie.

[4] Allein zwischen dem 1. 1. 1978 und dem 1. 1. 1981, d.h. innerhalb von drei Jahren fiel der Anteil der USA an der betriebenen, im Bau befindlichen und bestellten Kernkraftleistung der Welt von 53,8 auf 42,7%. Die vier amerikanischen Reaktorhersteller erhielten im Laufe der letzten fünf Jahre keinen einzigen Inlandsauftrag.

Die Neuorientierung der amerikanischen Nuklearpolitik kommt am deutlichsten in der abschließenden Feststellung des Papiers des Präsidenten zum Ausdruck: "In this way, native American genius – not arbitrary Federal policies – will be free to provide for our energy future."

(5) Eindrucksvoll sind die Ausbaupläne für die *Sowjetunion* und die übrigen Mitgliedstaaten des *COMECON*. Schon Lenin hat mit seinem Wort »Kommunismus gleich Sowjetmacht plus Elektrifizierung« die Schlüsselfunktion der Elektrizitätswirtschaft für die Industrialisierung hervorgehoben. So ist nicht erstaunlich, daß der Kernenergieausbau eine besondere Rolle bei den Fünfjahresplänen spielt. Gegenwärtig (Mitte 1981) sind in den Ländern des COMECON Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 19,1 GW installiert. Nach einer Erklärung des sowjetischen Ministers für Energetik und Elektrifizierung, P. Neporoshni, vom Juni 1979 soll diese Leistung bis 1990 auf 150 GW erhöht werden, davon 10 GW in der CSSR, 9 GW in der DDR, je 4,8 GW in Polen und Bulgarien, 4 GW in Rumänien und 1,3 GW in Kuba. Die Sowjetunion wird im gleichen Jahr 1990 über 110 GW Kernkraftleistung verfügen, die im europäischen Teil des Territoriums allein rund ein Drittel der benötigten Elektrizität bereitstellen sollen[5]. Der neue Fünfjahresplan der Sowjetunion für die Jahre 1981 bis 1985 sieht die Inbetriebnahme einer Kernkraftleistung von 24 bis 25 GWe an 12 Standorten im europäischen Teil der Union vor, die zu den existierenden 11 GWe hinzukämen.

1985 könnten dann 220 bis 225 TWh, d.i. 14 bis 15% des Stromes nuklear erzeugt werden. Diese Planung bleibt hinter dem vorher vom sowjetischen Vizeminister für Elektrizität verkündeten Ziel zurück, zwischen 1981 und 1985 jährlich Kernkraftwerke mit einer Leistung von 7 bis 10 GWe, insgesamt somit 35 bis 50 GWe in Betrieb zu nehmen. Offenbar kann auch in dieser Region der Welt das nukleare Ausbauprogramm nicht ohne Verzögerungen verwirklicht werden. Das leistungsstärkste Kernkraftwerk der Sowjetunion – im Endausbau 6000 MWe – wird in der Nähe der baschkirischen Stadt Nishnekansk gebaut werden.

Die Mitgliedstaaten des COMECON arbeiten beim Ausbau der Kernenergie eng zusammen. Dies kommt in einer straff

[5] Vgl. dazu »Ausbau der Kernenergie soll Autarkie der Energieversorgung des RGW sichern«, Wochenbericht 35/79 vom 30. August 1979 des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) Berlin

gelenkten und standardisierten Fertigung zum Ausdruck. Bisher hat es nennenswerten Widerstand gegen den Bau von Kernkraftwerken weder in der Sowjetunion noch in den übrigen COMECON-Ländern gegeben.

(6) Die Conservation Commission der Weltenergiekonferenz erwartet, daß in 40 Jahren die Kernenergie durchweg mit etwa 50% zur Elektrizitätsversorgung beitragen wird und gelangt auf dieser Grundlage zu den in Übersicht 85 genannten Kernenergieleistungen. Die Voraussagen sind vorsichtig. Sie liegen an der unteren Grenze der Schätzungen, die W. Haussermann, I. A. Lane und U. Lantzke im Mai 1977 in Salzburg auf der Conference on Nuclear Power and its Fuel Cycle vortrugen.

Übersicht 85: Langfristige Entwicklungsperspektiven der in der Welt installierten nuklearen Leistung in GWe

	1972	1985	2000	2020	Anteil an Weltleistung 2020
Westeuropa	21	63	263	780	15,5%
Nordamerika	42	147	518	1202	23,9%
Japan, Australien, Neuseeland	5	37	147	441	8,8%
westliche Industrieländer	68	247	955[a]	2423	48,1%
UdSSR u. Osteuropa	7	33	396	1560	31,0%
China u. kommunist. Asien	–	–	6	50	1,0%
kommunistische Länder	7	33	402	1610	32,0%
Entwicklungsländer	1	23	186[a]	1000	19,9%
Welt insgesamt	76	303	1543	5033	100 %

[a] nach INFCE (1979) westliche Industrieländer und Entwicklungsländer zusammen in 2000 zwischen 834 und 1207 GWe

Quellen wie Übersicht 70

3.1.2 Europäische Gemeinschaft

(1) Über die Kernkraftwirtschaft in den Ländern der Europäischen Gemeinschaft – Stand Ende 1980 – unterrichtet Übersicht 83 (vgl. dazu Übersicht 86). Letzthin (Mitte 1981) waren

Übersicht 86: Entwicklung der Kraftwerksleistung in den neun Mitgliedstaaten der Europäischen Gemeinschaft zwischen 1950 und 1990

	Brutto-Engpaßleistung[a]					Änderung in %	
	1950	1960	1970	1980	1990[b]	1950–1980	1980–1990
	in GWe						
Wasserkraftwerke	14,2	26,4	36,8	47,3	69	4,1	3,8
herkömml. Wärmekraftwerke	40,1	88,4	166,9	240,4	286	6,2	1,8
Kernkraftwerke	0	0,4	8,1	35,1	125	–	13,5
insgesamt	54,3	115,2	211,8	322,8	480	6,1	4,0
	in Prozent der Brutto-Engpaßleistung						
Wasserkraftwerke	26,3	22,9	17,4	14,6	14,4		
herkömml. Wärmekraftwerke	73,7	76,7	78,8	74,5	59,6		
Kernkraftwerke	0	0,4	3,8	10,9	26,0		
insgesamt	100	100	100	100	100		

[a] Für die Gesamtheit der Ende 1970 in der Gemeinschaft installierten Kraftwerke verhielten sich die installierte Leistung, die Brutto-Engpaßleistung und die Netto-Engpaßleistung zueinander wie 1000:955:910. Für die Kernenergie war diese Relation 1000:990:935. Die installierten Leistungen liegen also um einige Prozente höher als die ausgewiesenen Brutto-Engpaßleistungen.

[b] EG-Kommission, Energieziele für 1990, 4. März 1981.

Quelle: Eurostat

in der Gemeinschaft 72 Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 42 GWe in Betrieb und weitere 71 Kernkraftwerke mit 72,9 GWe in Bau oder bestellt, davon allein 54% in Frankreich. Bis zum gleichen Zeitpunkt wurden in der Gemeinschaft 1257 TWh Kernstrom erzeugt. Kernkraftwerke trugen im ersten Halbjahr 1981 mit 16,8% zur Stromerzeugung der Gemeinschaft bei. Vgl. dazu Übersicht 87, die mit ihren Anmerkungen auch erkennen läßt, wie sich die Perspektiven der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs der EG seit 1977 gewandelt haben. (Hier und im folgenden stets die Gemeinschaft der Neun – d.h. ohne Griechenland.)

Im Rahmen der Europäischen Gemeinschaft sind wiederholt Prognosen des Energiebedarfs und der Mittel zur Deckung dieses Bedarfs erarbeitet worden. Was die Kernenergie betrifft, so ist die Brüsseler Kommission durch Art. 40ff. des EURATOM-Vertrags zur Aufstellung »hinweisender Programme« verpflichtet. Diese Programme sollen die unternehmerische Initiative anregen und eine abgestimmte Entwicklung der Kernenergie ermöglichen.

Das 1971/72 noch für die Sechser-Gemeinschaft erarbeitete zweite hinweisende Programm ist hinsichtlich seiner Voraussagen über die Entwicklung der Kernenergie überholt. Die jüngste im November 1974 bekanntgegebene auf den Stand Juli 1977 aktualisierte Voraussage über die Rolle der Kernenergie im Rahmen der Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs der erweiterten Europäischen Gemeinschaft zeigt Übersicht 87. Beim Lesen dieser Übersicht ist zu berücksichtigen, daß noch 1950 in den Ländern, die später die (erweiterte) Europäische Gemeinschaft bildeten, 95% der erzeugten elektrischen Energie aus den drei heimischen Energieträgern Wasserkraft, Steinkohle und Braunkohle gewonnen wurde. Der Anteil dieser drei Energieträger ging bis 1980 auf 47% zurück und ist seitdem weiter gefallen. 1985 werden diese drei Primärenergien nur noch 36% beisteuern. Der Anteil der Kernenergie an der Elektrizitätserzeugung war 1970 mit 4,8% noch recht gering. 1980 erreichte dieser Anteil 13%. Diese wenigen Zahlen zeigen, wie fundamental sich die Elektrizitätswirtschaft der Europäischen Gemeinschaft seit 1950 gewandelt hat.

Die von Land zu Land verschiedenen Strukturen der Stromerzeugung und damit auch die voneinander abweichenden Möglichkeiten einer unmittelbaren Substitution von Öl im Bereich der Elektrizitätswirtschaft zeigen sich auch bei den Anteilen des Öls an der jeweiligen Gesamtstromerzeugung der Mitgliedstaaten im Jahre 1980.

Deutschland (BR)	7,3%
Luxemburg	9,9%
Niederlande	38,5%
Großbritannien	11,7%
Frankreich	19,1%
Belgien	34,4%
Dänemark	20,1%
Italien	56,2%
Irland	57,8%

Übersicht 87: Entwicklung der Elektrizitätserzeugung der neun Mitgliedstaaten der Europäischen Gemeinschaft zwischen 1950 und 1985

	1950	1960	1970	1973	1976	1979	1985	1960–73	1973–76	1976–85
	in TWh (Mrd kWh)							Änderung in %/a		
Steinkohle	122	229	331	326	363	409	454	+ 2,8	+ 3,6	+ 2,5
Erdölprodukte	3	35	213	326	268	292	484	+19	− 6,3	+ 6,8
Braunkohle	12	36	68	80	107	99	100	+ 6,6	+10	− 0,7
Erdgas	0,1	6	49	96	136	133	121	+24	+12	− 1,3
abgeleitete Gase u. a.	6	16	29	32	33	33	36	+ 5,5	+ 1,0	+ 1,0
herkömml. Wärmekraft	143	322	690	860	907	966	1195	+ 7,8	+ 1,8	+ 3,1
Wasserkraft	48	104	124	112	114	142	159	+ 0,7	–	+ 3,8
Kernkraft	–	2,6	41	59	93	138	636[a]	+27	+16	+24
Bruttoerzeugung[c]	192	429	855	1031	1114	1246	1990[b]	+ 7,0	+ 2,6	+ 6,7

	in Prozent der Bruttoerzeugung						
Steinkohle	63,5	52,6	38,7	31,6	32,0	32,8	22,8
Erdölprodukte	1,7	8,1	24,9	31,6	24,0	23,4	24,3
Braunkohle	6,1	8,4	7,9	7,7	9,6	7,9	5,0
Erdgas	0	2,5	5,7	9,3	12,2	10,8	6,1
abgeleitete Gase u. a.	3,6	3,4	3,5	3,2	3,0	2,6	1,8
herkömml. Wärmekraft	74,9	75,0	80,7	83,4	81,4	77,5	60,0
Wasserkraft	25,1	24,3	14,5	10,9	10,2	11,4	8,0
Kernkraft	–	0,7	4,8	5,7	8,4	11,1	32,0
Bruttoerzeugung	100	100	100	100	100	100	100

[a] Nach den 1979 im Rahmen von INFCE von den Regierungen der EG-Länder mitgeteilten Vorausschätzungen ist für 1985 mit einer Kernenergieleistung in der EG von 81 bis 85 GWe zu rechnen. Die EG-Kommission sagt 75 GWe voraus. Das ergäbe 410 bis 450 TWh.

[b] In ihrem Bericht über die Energieziele für 1990 vom 4. März 1981 nennt die EG-Kommission für 1985 und 1990 insgesamt 1540 bzw. 1900 TWh (347–351 bzw. 425–431 Mio t Öleinheiten Primärenergieeinsatz für die Stromerzeugung), die sich wie folgt aufteilen (in %):

	1979	1985	1990
feste Brennstoffe	45	39	38–39
Öl	24	18–21	14
Gas aller Art	13	9	7
Kernenergie	13	28	37–38
Wasserkraft u. a.	5	4	3
	100	100	100

(Wasserkraft wurde abweichend von Übersicht 87 umgerechnet.) Die Zuwachsrate zwischen 1979 und 1985 ist 3,7 und zwischen 1985 und 1990 4,2% p. a.

Quelle: EUROSTAT und Zweiter Bericht über die Verwirklichung der endg. Ziele der gemeinschaftlichen Energiepolitik vom 29. Juli 1977 KOM (77) 395

1980 wurden in der EG zur Elektrizitätserzeugung 65 Mio t Öl (93 Mio t SKE) eingesetzt (24% Anteil). Die EG-Kommission erwartet, daß diese Menge bis 1990 auf 59 Mio t Öl (84 Mio t SKE), d.h. auf 14% Anteil, gesenkt werden kann.

(2) Nach einer Mitteilung der Kommission der Europäischen Gemeinschaften vom 15. März 1980 kann für das Jahr 1985 mit einer Kernkraftwerksleistung von 75 GWe gerechnet werden. Verringertes Wirtschaftswachstum und zunehmender Widerstand gegen die Kernenergie haben zu wiederholten Reduktionen des Ausbauziels für 1985 geführt, wie die folgende Sequenz der Vorausschätzungen zeigt:

Ende 1973	140 GWe
Mitte 1974	176 GWe
Ende 1974	166 GWe
Mitte 1975	156 GWe
Ende 1975	150 GWe
Mitte 1976	125 GWe
Ende 1976	102 GWe
Mitte 1977	90 GWe
Herbst 1978	80 GWe
März 1980	75 GWe

Die Brüsseler Kommission sieht durch diese rückläufige Entwicklung ihre »energiepolitische Strategie« (s. S. 179ff.) gefährdet, die Abhängigkeit der Gemeinschaft von Energieeinfuhren bis 1985 auf 50% zu vermindern und den Anteil des Erdöls am Energieverbrauch bis zu diesem Jahr fühlbar herabzudrücken. In ihrem Zweiten Bericht zur Verwirklichung der Ziele der energiepolitischen Strategie vom 29. Juli 1977 stellt sie fest, daß die – heimische und eingeführte – Steinkohle nicht in der Lage sein wird, den Rückstand im Ausbau der Kernenergie zu kompensieren. Unvermeidlich müsse daher in verstärktem Maße Heizöl eingesetzt werden. In einer Mitteilung an die Regierungen der Mitgliedstaaten vom Mai 1981 gibt die EG-Kommission ihrer Besorgnis mit folgender Feststellung Ausdruck: Wenn es in den nächsten Jahren zu einem Konjunkturaufschwung komme, lasse sich die wachsende Elektrizitätsnachfrage nur durch verstärkte Stromerzeugung aus Öl decken. Die Kommission sehe eine große Gefahr darin, daß die EG – weit für 1990 geplante Kernkraftleistung von 125 GWe nicht erreicht, sondern unter 100 GWe bleiben wird.

(3) Diese bedauernde Feststellung entspricht der unverändert positiven Einstellung der Brüsseler Kommission zur Kernenergie, eine Einstellung, in der sie stets und immer deutlicher von den im Europäischen Rat tagenden Staats- und Regierungschefs der Mitgliedstaaten der Europäischen Gemeinschaften bestätigt wurde. Ende April 1980 ersuchte der Europäische Rat die Mitgliedstaaten, »ihre Anstrengungen zur Entwicklung der Kernenergie zu verstärken«. Vorher bereits – Mitte Februar 1980 – hatte das Europäische Parlament mit großer Mehrheit den Bericht des Abgeordneten Karl Fuchs verabschiedet, in dem festgestellt wird, daß der Energiebedarf der Gemeinschaft im Jahre 1990 »nur bei stärkerem Rückgriff auf die Kohle und die Kernenergie gedeckt werden kann«.

(4) Diese Appelle ändern nichts daran, daß die Haltungen der Mitgliedstaaten zur Kernenergie keineswegs übereinstimmen. Das kommt schon in den Ausbauzielen für 1990 zum Ausdruck (Informationsstand September 1980):

Belgien	6,8 GWe
Deutschland BR	30,0 GWe
Italien	7,8 GWe
Niederlande	0,5 GWe
Großbritannien	14,8 GWe
Frankreich	64,5 GWe
EG	125,0 GWe

Unter den Mitgliedstaaten stehen vor allem die Niederlande und Dänemark der Kernenergie ablehnend oder reserviert gegenüber (auf die deutsche Haltung wird später eingegangen werden). Das nach den Ölfunden in der Nordsee, aber auch wegen des Streites um die offizielle Reaktorlinie verständliche britische Desinteresse ist in letzter Zeit zurückgegangen. Die Vergabe von Aufträgen für zwei AGR-Kernkraftwerke im Dezember 1980 ist hierfür ein deutliches Zeichen.

Die *italienische* Regierung setzt auf die Kernenergie, hat aber große Schwierigkeiten sich durchzusetzen. So erklärte schon im April 1974 der damalige Präsident der ENEL A. M. Angelini, in Italien werden hinfort nur noch Kernkraftwerke gebaut werden. Auch eine vom Industrieminister eingesetzte Kommission von drei Weisen bestätigte im November 1979 den Grundsatz, die Kernenergie vorrangig auszubauen. Das Kernkraftprogramm der staatlichen Elektrizitätsgesellschaft sieht den Bau von sechs Doppelblöcken zu jeweils 2000 MWe vor. Bisher

wurde aber nur ein Standort, der in Montalto di Castro, nördlich von Rom, erschlossen. Hier soll 1981 mit den Arbeiten begonnen werden. In allen anderen Fällen ist die Standortwahl von den örtlichen Behörden noch nicht genehmigt. Dabei ist zu bedenken, daß dieses Land wegen der auch dort eingetretenen langdauernden Verzögerungen im Kraftwerksbau mit Stromversorgungs-Engpässen rechnen und weiterhin reihum der Strom abgeschaltet werden muß.

Am eindeutigsten – und zugleich mit Erfolg – setzen Frankreich und Belgien auf die Kernenergie. In *Frankreich* soll nach einer im Frühjahr 1974 getroffenen Entscheidung des Ministerrats bereits 1980 ein Drittel der Stromerzeugung durch Kernkraftwerke gesichert werden. Aufgrund einer Regierungsentscheidung vom 6. Februar 1979 wird das französische Ausbauprogramm daher beschleunigt. Die Ausbauplanung sieht danach wie folgt aus (Stand August 1981)[6]:

in Betrieb	28 Blöcke mit 20,3 GWe
im Bau	27 Blöcke mit 28,6 GWe
projektiert	11 Blöcke mit 14,6 GWe
bis 1988 in Betrieb	66 Blöcke mit 63,5 GWe
geplant	14 Blöcke mit 18,4 GWe
insgesamt	80 Blöcke mit 81,9 GWe

Im französischen Regierungskommuniqué vom 2. April 1980 heißt es, daß die einzelnen Primärenergien im Jahre 1990 mit folgenden Anteilen zur Deckung des französischen Energiebedarfs beitragen sollen (in Klammern die Anteile im Jahre 1979):

Erdöl	30 (56) %
Kohle und Gas	30 (30) %
Kernenergie	30 (4,5) %
Wasserkraft u. a.	10 (9,5) %
Importabhängigkeit	51 (75) %

Künftig sollen in Frankreich jedes Jahr vier Kernkraftwerke mit je 1300 MWe Leistung in Auftrag gegeben werden. Für das Jahr 2000 wird eine Kernenergieleistung von 100 GWe angestrebt.

Das französische Ausbauprogramm für die Stromerzeugung

[6] atomwirtschaft, Juni 1980.

geht von einer mittleren Steigerungsrate des Stromverbrauchs von etwa 6,2% p.a. aus. Die im Vergleich zur Bundesrepublik hohe Zuwachsrate (in Deutschland rechnet man mit 2,9 bis 3,2% p.a.) wird gerechtfertigt mit der Erwartung, dank des preisgünstigen Nuklearstroms würden stromintensive Fertigungen zukünftig verstärkt Standorte in Frankreich suchen. In welchem Ausmaße der aufgrund der Wahlen am 26. April, 10. Mai, 14. und 21. Juni 1981 vollzogene Wechsel im Amt des Staatspräsidenten und in der Zusammensetzung der Regierung zu einer Verringerung der Ausbauziele für die Kernenergie in Frankreich führen wird, ist im Zeitpunkt des Redaktionsschlusses für dieses Kapitel (August 1981) noch nicht abzusehen. Der neue Präsident François Mitterand hatte zu seinem Wahlziel erklärt, zwar die ans Netz angeschlossenen Kernkraftwerke weiter zu betreiben und die im Bau befindlichen Kernkraftwerksblöcke fertigzustellen, den weiteren Ausbau der Kernenergie gegenüber den vorgefundenen Planungen aber zumindest zu reduzieren.

In einem ersten Schritt wurden 14 lediglich geplante oder im Vorbereitungsstadium befindliche Kernkraftprojekte »suspendiert«. Neben dem bereits aufgegebenen Vorhaben Plogoff in der Bretagne gehören hierzu folgende Vorhaben: zwei der vier Blöcke Cattenom (Dép. Moselle) im französisch-luxemburgisch-deutschen Grenzgebiet, die beiden Blöcke Civeaux (Dép. Vienne), zwei Blöcke Chooz (Dép. Ardennes) an der belgischen Grenze, vier Blöcke Golfech (Dép. Tarn et Garonne) und vier Blöcke Le Péllerin (Dép. Loire Atlantique). Nach diesen Suspendierungen wird Frankreich im Jahre 1987 immerhin noch über eine Kraftwerksleistung von etwa 56 GWe verfügen: 28 Blöcke mit 20 GWe, die im August 1981 bereits im Betrieb sind (diese trugen im Sommer 1981 mit etwa 40% zur französichen Stromerzeugung bei) und weitere 34 Blöcke mit 36 GWe im gegenwärtig mehr oder minder fortgeschrittenem Bauzustand, darunter auch zwei Blöcke in Cattenom.

Die weitere Kernenergiepolitik will die französische Regierung Ende 1981 nach einer spätestens am 15. Oktober 1981 stattfindenden Parlamentsdebatte festlegen.

(5) Den neuesten Voraussagen über die Entwicklung der nuklearen Netto-Engpaßleistung in der Europäischen Gemeinschaft waren zwei umstrittene *Prognosen* vorausgegangen:

1957 forderten die von den Regierungen der Länder der späteren Europäischen Atomgemeinschaft beauftragten »drei

Weisen« Louis Armand, Franz Etzel und Francesco Giordani: Um eine drohende Energielücke zu schließen, müsse die Gemeinschaft (der Sechs) bis Ende 1967 über eine installierte Kernkraftleistung von 15 GWe verfügen. Diese Leistung sei in der Folgezeit zügig auszubauen. Dann könnte die Netto-Energieeinfuhr in die Gemeinschaft ab 1965 unterhalb von jährlich 165 Mio t SKE bleiben. Grundlage dieser Voraussage war ein mittlerer cif-Preis für Einfuhrkohle oder Einfuhröl von 18 bis 22 US-$/t SKE. Dieser Bericht mit dem Titel ›Ziele und Aufgaben für EURATOM‹ diente den Regierungen als Rechtfertigung für die Gründung der Europäischen Atomgemeinschaft.

Tatsächlich hat sich die Energiewirtschaft ganz anders entwickelt. Das in der Folgezeit reichliche Ölangebot ließ keine Energieknappheit entstehen und die Rohölpreise cif absinken. Dadurch verzögerte sich der Start der Kernenergieerzeugung um etwa neun Jahre: eine Kernenergieleistung von 15 GWe ist erst 1976 erreicht worden. Diese Fehleinschätzung der Entwicklung der Kernenergie war mitentscheidend für die Schwierigkeiten von EURATOM. Wie sehr die Welt sich seitdem verändert hat, zeigt die jüngste Preisnotierung für Rohöl cif europäische Häfen: über 600 DM/t Öl oder mehr als 210 US-$/t SKE – etwa zehnmal so hoch wie 1967 angenommen wurde!

Das erste 1964/65 erarbeitete und 1966 verkündete *hinweisende Programm* für die Europäische Atomgemeinschaft sah als »Mindestziel« eine installierte Kernenergieleistung von 40 GWe für 1980 vor. Dieses seinerzeit als zu hoch kritiserte Ausbauziel wird, soweit sich heute übersehen läßt, 1982, d.h. mit einer Verspätung von zwei Jahren verwirklicht werden. (In den ursprünglichen Mitgliedstaaten der Europäischen Atomgemeinschaft war Ende 1980 eine Kernkraftleistung von 25 GWe in Betrieb und von 45 GWe im Bau.)

3.1.3 Kernenergiestatus der Bundesrepublik

(1) Die deutschen Kernkraftwerke erzeugten 1980 brutto 43,9 Mrd kWh Elektrizität, d.s. 11,9% der Gesamtstromerzeugung. Über die Kernkraftwirtschaft der Bundesrepublik Deutschland Anfang 1981 unterrichtet Übersicht 88. Die Standorte der Kernkraftwerke zeigt Abb. 47.

Abb. 47: Kernkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland

Nähere Angaben zu Abb. 47	
Biblis A	1204 MWe
Biblis B	1300 MWe
Biblis C	1303 MWe
Borken	ca. 1300 MWe
Brokdorf	1385 MWe
Brunsbüttel (KKB)	806 MWe
Esensham (KKU)	1300 MWe
Grafenrheinfeld	1299 MWe
Grohnde (KWG)	1361 MWe
Gundremmingen A (KRB)	250 MWe
Gundremmingen B (KRB)	1310 MWe
Gundremmingen C (KRB)	1360 MWe
Hamm	1303 MWe
Jülich (AVR)	15 MWe
Kahl (VAK)	16 MWe
Kalkar (SNR 300)	327 MWe
Karlsruhe (KNK)	35 MWe
Karlsruhe (MZFR)	58 MWe
Krümmel (KKK)	1316 MWe
Lingen (KWL)	252 MWe
Mülheim-Kärlich	1295 MWe
Neckarwestheim I (GKN)	855 MWe
Neckarwestheim II (GKN)	855 MWe
Neupotz I	1330 MWe
Neupotz II	ca. 1300 MWe
Obrigheim (KWO)	300 MWe
Ohu I (KKI)	907 MWe
Ohu II (KKI)	ca. 1300 MWe
Philippsburg I (KKP)	900 MWe
Philippsburg II (KKP)	1362 MWe
Pleinting	ca. 1300 MWe
Rehling	ca. 1300 MWe
Stade (KKS)	662 MWe
Uentrop (THTR 300)	308 MWe
Vahnum I	1303 MWe
Vahnum II	1303 MWe
Würgassen (KKW)	670 MWe
Wyhl (KWS)	1362 MWe

Übersicht 88: Kernkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland[a] – Stand Anfang 1981

Auftrags-Jahr	Betriebs-beginn	Bezeichnung, Standort[b]	Eigentümer/Betreiber	Typ	Hersteller	Leistung MWe brutto	netto
1958	1961	VAK Kahl/Main	VAK (RWE-Bayernw.)	SWR	AEG, GE	15	13
1961	1965	MZFR Karlsruhe	GfK, KBG	D_2O-DWR	Siemens	57	50
1962	1966[c]	Gundremmingen I	KRB (RWE-Bayernw.)	SWR	AEG, GE	252	237
1959	1966	AVR Jülich	AVR	HTR	BBK	15	13
1964	1968[c]	Lingen/Ems	KWL (VEW u.a.)	SWR	AEG/KWU	160	154[d]
1964	1968	Obrigheim/Neckar	KWO	DWR	Siemens/KWU	345	328
1966	1973[f]	KNK Karlsruhe	GfK, KBG	ZH-Na	Interatom	20	19
1967	1973	Würgassen/Weser	PREAG	SWR	AEG/KWU	670	640
1967	1972	Stade/Unterelbe	KKS (NWK, HEW)	DWR	Siemens/KWU	662	630
1969	1974	Biblis A/Rhein	RWE	DWR	KWU	1204	1145
1969	1976	Brunsbüttel/Elbemündg.	KKB (HEW, NWK)	SWR	KWU	806	771
1970	1979	Philippsburg 1/Rhein	KKP (Badenw., EVS)	SWR	KWU	900	864
1970	1984	THTR Uentrop/Lippe	HKG	HTR	BBC, HRB	308	300
1971	1978	Esensham Unterweser	KTU (PREAG, NWK)	DWR	KWU	1300	1230
1971	1976	Neckarwestheim 1	GKN (TWS u.a.)	DWR	KWU	800	760
1971	1977	Biblis B/Rhein	RWE	DWR	KWU	1300	1240
1971	1977	Ohu/Isar	KKI (Bayernw., IAW)	SWR	KWU	907	870
1972	1983	Krümmel/Unterelbe	KKK (HEW, NWK)	SWR	KWU	1316	1260
1972	1986	SNR 300	SBK Kalkar/Niederrhein	SBR	INB	312	282

Fortsetzung von Übersicht 88

Auftrags-Jahr	Betriebs-beginn	Bezeichnung, Standort	Eigentümer/Betreiber	Typ	Hersteller	Leistung MWe brutto	netto
1975	1981	Grafenrheinfeld/Main	Bayernwerk	DWR	KWU	1299	1229
1973	1985	Mülheim-Kärlich/Rhein	RWE	DWR	BBR	1295	1215
1975		Wyhl/Rhein	KWS (Badenw., EVS)	DWR	KWU	1362	1285
1974	1983	Gundremmingen II.	RWE, Bayernw.	SWR	KWU	1310	1249
1974	1984	Gundremmingen III.	idem	SWR	KWU	1360	1290
1975	1985	Philippsburg 2/Rhein	KKP (Badenw., EVS)	DWR[e]	KWU	1362	1281
1975	1987	Brokdorf/Elbe	Brokdorf (NWK, HEW)	DWR	KWU	1363	1294
1975[i]	(1989)	Biblis C/Rhein	RWE	DWR	KWU	1303	1281
1975	1984	Grohnde/Weser	KWG (PREAG, Weser)	DWR	KWU	1361	1294
1975[i]		Neckarwestheim 2	GKN (TWS u.a.)	DWR	KWU	855	805
1977	(1990)	Neupotz 1/Rhein	RWE, Pfalzw.	DWR	BBR	1310	1230

[a] Neben den in Betrieb und im Bau befindlichen Kernkraftwerken sind auch solche aufgenommen worden, für die ein Auftrag oder wenigstens ein Letter of Intent vorliegt, zugleich aber eine erste Teilerrichtungsgenehmigung nicht nur beantragt wurde, sondern auch mit Aussicht auf absehbaren positiven Bescheid bearbeitet wird. Daher fehlen die Vorhaben Hamm/Lippe (VEW, Elektromark) und Vahnum A und B (RWE), für welche die Landesregierung von Nordrhein-Westfalen die Einleitung des Genehmigungsverfahrens verweigert.

[b] Nicht mehr aufgeführt sind die beiden inzwischen definitiv stillgelegten Kernkraftwerke, der Heißdampfreaktor HDR in Großwelzheim am Main (22 MWe netto) und der Schwerwasserreaktor KKN in Niederaichbach an der Isar (100 MWe netto).

[c] Wegen der auf den neuesten Stand von Wissenschaft und Technik abgestellten Auflagen der Genehmigungsbehörden ist unsicher, ob diese zur Zeit stilliegenden Kernkraftwerke wieder in Betrieb genommen werden.

[d] einschließlich fossiler Überhitzung 256 MWe.

[e] ursprüngl. (1972) kontraktiert als SWR mit einer Leistung von 900/864 MWe (wie Philippsburg 1)

Fortsetzung von Übersicht 88

[f] 1977 mit schnellem Kern wieder in Betrieb genommen

[g] derzeit ist der Bau aufgrund verwaltungsgerichtlicher Entscheidung gestoppt.

[h] Zur Zeit keine Errichtungsgenehmigung zu erwarten.

[i] Am 11. April 1981 stellten die Wirtschaftsminister von Bund und Ländern – übrigens nicht unbestritten – fest, daß es notwendig sei, eine erste Teilerrichtungsgenehmigung binnen zweier Jahre zu erteilen. Dies gelte auch für die hier nicht aufgeführten Vorhaben Isar II und Lingen. Es wird auch für dringlich gehalten, daß mit dem Bau von Wyhl begonnen werden kann. Darüber hinaus wird noch während der laufenden Legislaturperiode, d.h. bis Herbst 1984 für erforderlich gehalten, erste Teilerrichtungsgenehmigungen für vier weitere Kernkraftwerk-Vorhaben zu geben. Insgesamt sind dies neun Projekte.

Erklärung der Abkürzungen in Übersicht 88

Kraftwerks-Betreiber (in Klammern: Muttergesellschaften) und *Reaktorbezeichnungen*

AVR	Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor GmbH, Düsseldorf (zahlreiche EVU in NRW)
Badenw	Badenwerk AG, Karlsruhe
Bayernw	Bayernwerk AG, München
Brokdorf	Kernkraftwerk Brokdorf GmbH, Kreis Steinburg/Unterelbe (NWK, HEW)
EVS	Energie-Versorgung Schwaben AG, Stuttgart
GfK	Gesellschaft für Kernforschung mbH, Leopoldshafen b. Karlsruhe, die Trägergesellschaft des Kernforschungszentrums Karlsruhe
GKN	Gemeinschaftskraftwerk Neckar GmbH, Esslingen (Deutsche Bundesbahn, Neckarwerke, TWS u. a.)
HEW	Hamburgische Electricitäts-Werke AG, Hamburg
HKG	Hochtemperatur-Kernkraftwerk GmbH, Uentrop, Kreis Unna (Gemeinschaftskraftwerk Weser, VEW, Kommunales Elektrizitätswerk Mark u. a.)
IAW	Isar-Amperwerke AG, München
KBG	Kernkraftwerk-Betriebsgesellschaft mbH, Leopoldshafen b. Karlsruhe (Badenwerk)
KKB	Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH, Hamburg (HEW, NWK)
KKH	Kernkraftwerk Hamm GmbH, Hamm-Uentrop (VEW, Kommunales Elektrizitätswerk Mark)
KKI	Kernkraftwerk Isar GmbH, München
KKK	Kernkraftwerk Krümmel GmbH, Geesthacht-Krümmel (HEW, NWK)
KKP	Kernkraftwerk Philippsburg GmbH, Philippsburg/Rhein (Badenwerk, EVS)
KKS	Kernkraftwerk Stade GmbH, Hamburg (NWK, HEW)
KKU	Kernkraftwerk Unterweser GmbH (Esensham) (NWK, PREAG)
KNK	Kompakte Natriumgekühlte Kernreaktoranlage, Karlsruhe (GfK)

KRB	Kernkraftwerk RWE-Bayernwerk GmbH, Gundremmingen/ Donau (RWE, Bayernwerk)
KWG	Kernkraftwerk Grohnde GmbH (bei Hameln) (PREAG, Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH)
KWL	Kernkraftwerk Lingen GmbH, Lingen/Ems (VEW u. a.)
KWO	Kernkraftwerk Obrigheim GmbH, Obrigheim/Neckar (zahlreiche südwestdeutsche EVU)
KWS	Kernkraftwerk Süd GmbH, Ettlingen (Badenwerk, EVS)
MZFR	Mehrzweck-Forschungsreaktor, Karlsruhe
NWK	Nordwestdeutsche Kraftwerke AG, Hamburg
Pfalzw.	Pfalzwerke AG, Ludwigshafen/Rh
PREAG	Preußische Elektrizitäts AG, Hannover (VEBA)
RWE	Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG, Essen
SBK	Schnell-Brüter-Kernkraftwerks GmbH (RWE, SEP, Synatom)
SEP	Samenwerkende Electriciteits Productiebedrijven, Arnheim (NL)
SNR 300	Schneller Natriumgekühlter Reaktor (300 MWe-Schnellbrüter-Prototyp-Kernkraftwerk)
THTR	Thorium-Hochtemperatur-Reaktor (300 MWe-Prototyp-Kernkraftwerk mit Hochtemperaturreaktor)
TWS	Technische Werke der Stadt Stuttgart AG, Stuttgart
VAK	Versuchsatomkraftwerk Kahl GmbH, Kahl (RWE, Bayernwerk)
VEW	Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG, Dortmund
Weser	Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH (Interargem)

Kraftwerks-Hersteller (in Klammern: Muttergesellschaften; vgl. S. 438ff.)

AEG	Allgemeine Electricitäts-Gesellschaft AEG-Telefunken, Frankfurt/Main
BBC	Brown Boveri & Cie, AG, Mannheim
BBK	Brown Boveri-Krupp Reaktorbau GmbH, Düsseldorf (BBC, Krupp)
BBR	Babcock-Brown Boveri Reaktorbau GmbH, Mannheim
GE	General Electric Company, New York/USA
HRB	Hochtemperatur-Reaktorbau GmbH, Köln
INB	Internationale Natrium Brutreaktor GmbH, Bensberg (Interatom, Belgonucléaire, Neratoom)
Interatom	Internationale Atomreaktorbau GmbH, Bensberg/Köln (KWU)
KWU	Kraftwerk-Union AG, Mülheim/Ruhr (Siemens, anfangs auch AEG)
NUKEM	Nuklear Chemie und Metallurgie GmbH, Wolfgang/Hanau
Siemens	Siemens AG, München/Erlangen.

Kraftwerk-Typen

DWR	Druckwasser-Reaktor (Leichtwasser)
SWR	Siedewasser-Reaktor (Leichtwasser)
LWR	Leichtwasser-Reaktor
HTR	gasgekühlter Hochtemperatur-Reaktor
SBR	(natriumgekühlter) Schneller Brutreaktor
ZH-NA	Zirkonhydrid-moderierter und natriumgekühlter Reaktor

(2) Übersicht 88 umfaßt

14	bereits in Betrieb genommene Kraftwerke	8573 MWe netto
1	vor der Inbetriebnahme stehendes Kraftwerke (Grafenrheinfeld)	1229 MWe netto
7	im Bau befindliche Kraftwerke mit einigermaßen absehbarem Termin der Inbetriebnahme	8883 MWe netto
3	grundsätzlich entschiedene Kraftwerke mit ungewissem Zeitpunkt der Inbetriebnahme (*Biblis C*[6a], *Neckarwestheim* II[6a] und Neupotz I)	3316 MWe netto
2	Prototyp-Kraftwerke, deren Inbetriebnahme durch langwierige Genehmigungsverfahren stark verzögert ist (THTR und SNR)	582 MWe netto
1	im Bau aufgrund verwaltungsgerichtlicher Entscheidungen längerfristig blokkierte Kraftwerke (Wyhl)	1285 MWe netto
2	ältere, z. Zt. stilliegende Kraftwerke, deren Wiederinbetriebnahme fraglich ist (Gundremmingen 1 und Lingen)	391 MWe netto
	zusammen somit 30 Kraftwerke	24259 MWe netto

Darüber hinaus wurden für die nachstehend aufgeführten Vorhaben Genehmigungsanträge gestellt (*), Standortbescheide beantragt (+) oder Raumordnungsverfahren eingeleitet (o), zum Teil bereits im Jahre 1974. Es handelt sich durchweg um DWR-Kernkraftwerke mit 1300 MWe Blockleistung.

*	Borken (Bez. Kassel)/ Weser	Preussenelektra
*	*Hamm/Lippe*[6a]	VEW, Elektromark
*	*Lingen/Ems*[6a]	VEW, Elektromark
+	Neupotz II (Südpfalz)/ Rhein	RWE, Pfalzwerke
o	Ohu/Isar (*Isar II*)[6a, 7, 8]	Bayernw., IAW, München

[6a] Kernkraftwerke (Blöcke), deren Bau bald begonnen werden könnte.

[7] Der Aufsichtsrat der Bayernwerk AG stimmte am 7. 3. 1980 einem Letter of Intent zu.

[8] Die Wirtschaftsminister von Bund und Ländern stellten am 11. Februar 1981 fest, daß es binnen zweier Jahre notwendig sei, eine erste Teilerrichtungsgenehmigung zu erteilen.

°	Pleinting (?)	Bayernwerk
°	Pfaffenhofen a.d. Zusam	RWE, Lechwerke
*	Vahnum A und B (Wesel/Rees)/Rhein	RWE

Über die derzeit in Betrieb befindlichen und vor der Inbetriebnahme stehenden 15 Kernkraftwerke mit insgesamt 9802 MWe hinaus kann nach dem Erkenntnisstand im Sonner 1981 nur mit der einigermaßen termingerechten Inbetriebnahme von weiteren 7 Kernkraftwerken mit 8883 MWe gerechnet werden, d.s. zusammen 22 Kernkraftwerke mit 18685 MWe. Alle weiteren Objekte (9 Kernkraftwerke mit 5574 MWe) sind zumeist kaum absehbar verzögert – ungerechnet die 8 Kernkraftwerks-Projekte mit rund 10400 MWe, für die lediglich Aufträge erteilt und Genehmigungsverfahren unterschiedlicher Stufe beantragt sind.

(3) Aus historischen Gründen wie auch zur Kennzeichnung der politischen Lage sei in diesem Zusammenhang darauf hingewiesen, daß Verhandlungen zwischen der Bundesrepublik und der Sowjetunion mit dem Ziele geführt wurden, durch deutsche Unternehmen des Kraftwerkbaus und der Zubehörindustrie vier Kernkraftwerksblöcke mit Leistungen von je 1200 MWe in der *Sowjetunion* zu errichten. Zwei in der Nähe von Königsberg/Pr. (heute Kaliningrad) zu errichtende Blöcke sollten Strom in die Bundesrepublik liefern. Mit diesen Lieferungen sollten die für den Kernkraftwerksbau der Sowjetunion von der Bundesrepublik gewährten Kredite zurückgezahlt werden. Die deutsche Seite hat die Verhandlungen in erster Linie mit dem Ziel geführt, die Stromversorgung von Berlin, das in diesen Verbund einbezogen werden soll, zu sichern. Dadurch würden zugleich die wirtschaftlichen Beziehungen zur Sowjetunion verstärkt und der deutschen Reaktorbauindustrie ein Absatzmarkt in der Sowjetunion erschlossen. Die deutsche Elektrizitätswirtschaft war nicht der Auffassung, daß die aus einer solchen Vereinbarung resultierenden Strombezüge aus der Sowjetunion ein Risiko für die Elektrizitätsversorgung des Bundesgebietes mit sich brächten.

Die seit 1973 laufenden Verhandlungen waren mehrfach unterbrochen. Ungeachtet der Bemühungen des Bundeskanzlers H. Schmidt im Herbst 1974 in Moskau sind die Verhandlungen

zeitweilig ins Stocken geraten und dann endgültig gescheitert, weil sich die DDR dem Vorschlag der Bundesrepublik widersetzte, eine Gleichstromleitung nach Berlin zu legen, dort den Strom umzuspannen und als Wechselstrom weiter nach Helmstedt zu leiten. Auf diese Weise hätte Berlin auch direkt aus der Bundesrepublik versorgt werden können, wenn Stromlieferungen aus der Sowjetunion ausfallen. Auch über eine Linienführung an Berlin vorbei mit einem Umspannwerk in der DDR und einer Stichleitung nach Berlin konnte eine Verständigung nicht erreicht werden.

Das Scheitern des Projekts Königsberg kann die Versorgung Berlins mit Elektrizität deshalb gefährden, weil der nunmehr erforderlich gewordene Bau eines Kohlekraftwerks Reuter-West mit zwei Blöcken von 300 MWe im Bezirk Spandau wegen des Widerstands von Umweltschützern – zunächst wenigstens – in Frage gestellt, jedenfalls aber stark verzögert ist.

3.1.4 Die Kernenergiekontroverse in Deutschland

(1) Nach wie vor ist der weitere Ausbau der Kernenergie in der Bundesrepublik politisch heftig umstritten, wenn auch – nicht zuletzt angesichts der Folgen des Umsturzes im Iran Anfang 1979 und ungeachtet des Unfalls in Harrisburg am 28. März 1979 – die Kernenergiebefürworter an Boden gewonnen haben dürften. Der nachstehende Abriß der Kernenergiekontroverse in Deutschland gibt die kennzeichnenden Ereignisse wieder. Die Ursachen und die Detailprobleme werden an anderen Stellen dieses Buches behandelt.

Erstmalig Ende der 60er Jahre wurde die *»Akzeptanz«* der Kernenergie in den USA in Frage gestellt. Die Auseinandersetzungen um das Für und Wider erreichten dort im zweiten Halbjahr 1976 ihren Höhepunkt mit den Referenden in sieben amerikanischen Bundesstaaten. Bei Wahlbeteiligungen bis zu 70% gingen diese Referenden durchweg im Verhältnis 2:1 pro Kernenergie aus. Meinungsformend war insbesondere das Referendum in Kalifornien am 8. Juni 1976.

In der Bundesrepublik ist der Beginn der Auseinandersetzungen um die Kernenergie recht deutlich markiert durch das aus Abb. 48 erkennbare Heraufschnellen der Zahl der Einsprüche bei den »Anhörungen«, die zu verstehen sind als Ausdruck der Beteiligung der Bevölkerung an den Genehmigungsverfahren für neue Kernkraftwerke. Die Höchstzahl der Einsprüche je

Abb. 48: Zahl der Einsprüche gegen LWR-Kraftwerke in der Bundesrepublik (Anhörung nach § 7 AtG).

Projekt lag noch bis 1970 unter 200. Sie stieg 1971 auf knapp unter 5000 (Neckarwestheim), 1973 auf knapp unter 10000 (Krümmel) und erreichte 1974 nahezu 90000 (Wyhl) – bislang der Höhepunkt. Aufgrund dieser Daten begann die Kontroverse im Jahre 1971. Bemerkenswerterweise waren die Projekte Mülheim-Kärlich (Ende 1973), aber auch Grafenrheinfeld (Anfang 1974) und Hamm (Anfang 1976) hiervon kaum berührt.

(2) Die *Themen der nuklearen Kontroverse* haben gewechselt. Am Anfang der Kernenergieentwicklung dominierten die Auseinandersetzungen um die Strahlenbelastung bei störfallfreiem Betrieb, regelmäßig verbunden mit Kontroversen um die Erwärmung der Flüsse und der Atmosphäre. Schon längere Zeit vor Beginn der harten Auseinandersetzungen waren diese beiden Themen aber in den Hintergrund gedrängt durch das vor allem nach Harrisburg (28. März 1979) bestimmende Thema: Risiko eines katastrophalen Reaktorunfalls. Die Rezession seit 1972 erweiterte den Themenkreis um die Auseinandersetzung über das Ausmaß des zuwachsenden Energiebedarfs und die danach vielfach bestrittene Notwendigkeit eines Baus von Kernkraftwerken. Erst vergleichsweise jüngeren Datums sind die drei neuesten Themen: »Atomstaat« (polizeistaatliche Maßnahmen gegen einen Mißbrauch von Plutonium), »Non-Proliferation« (Verhinderung der Verbreitung von Kernwaffen im internationalen Rahmen) und »Entsorgung« (Wiederaufarbeitung und Endlagerung des radioaktiven Abfalls).

(3) Die nukleare Auseinandersetzung hatte und hat drei grundverschiedene *Ausdrucksformen:*

- nach dem Gesetz vorgesehene Einsprüche im Rahmen der Genehmigungsverfahren und Anrufung der Verwaltungsgerichte gegen Bescheide von Genehmigungsbehörden;
- friedliche und unfriedliche Demonstrationen, die vielfach von Bürgerinitiativen getragen werden und die zugleich auch zur Bildung von »grünen« Gruppierungen und Parteien führten;
- Auseinandersetzungen innerhalb der etablierten Parteien und zwischen ihnen, nachdem der noch bis Anfang der 70er Jahre bestehende positive Konsens über die Kernenergie verloren gegangen war.

Zwischen diesen Manifestationen bestand und besteht ein aus der Koinzidenz der Ereignisse nachweisbarer Zusammenhang.

(4) In der ersten Phase der Akzeptanzkrise, d.h. in der Zeit bis 1977, kennzeichnen vier *Demonstrationen,* sämtlich mit dem Ziel der Bauplatzbesetzung und der Verhinderung der Baufortführung, die Höhepunkte der militanten Auseinandersetzung um die Kernenergie. Ein erstes Fanal war die am 23. Februar 1975 begonnene, nur kurzfristig unterbrochene und bis zum 7. November 1975 aufrechterhaltene Besetzung des Bauplatzes für das Kernkraftwerk Wyhl am Kaiserstuhl. Schwere Ausschreitungen und heftige Auseinandersetzungen mit den Ordnungskräften kennzeichnen den zweiten Höhepunkt: die durch die erste Teilerrichtungsgenehmigung für das Kernkraftwerk Brokdorf/Unterelbe vom 25. Oktober 1976 ausgelöste militante Demonstration am 13. November 1976 mit dem vorübergehend erfolgreichen Versuch von 25000 Demonstranten, die Baustelle gewaltsam zu besetzen. Dritter Höhepunkt war dann die bislang gewalttätigste Demonstration (15000 Teilnehmer) am Bauplatz des Kernkraftwerkes Grohnde/Weser am 19. März 1977 – gewalttätig vor allem deshalb, weil 2000 bis 3000 zumeist K-Gruppen (KBW, KPW, KPD/ML, KB u.a.) zugehörende Radikale mit schwerem Gerät gegen die Umzäunung und die Polizisten und den Bundesgrenzschutz vorgingen. Die Ordnungskräfte zählten 240 Verletzte. Die letzte der bedeutsamen Auseinandersetzungen um Kernkraftwerke ging um den SNR 300 in Kalkar am Niederrhein. An dieser durch geschickten Polizeieinsatz in ihrer Wirkung begrenzten Demonstration nahmen am 24. September 1977 35000 Kernkraftgegner teil. Die Vermutung einer planvollen Fernsteuerung dieser vier Auseinandersetzungen liegt schon deshalb nahe, weil Demon-

strationen gegen Kernkraftbaustellen in ähnlicher Phase des Baufortschritts wie z.B. Grohnde, Grafenrheinfeld und Mülheim-Kärlich unterblieben.

Bemerkenswert ist die symptomatische Koinzidenz der vorgenannten vier schwersten Auseinandersetzungen mit Beschlüssen oder Urteilen von Verwaltungsgerichten:

- Bauplatzbesetzung in Wyhl am 23. Februar 1975 und Entscheidung des Verwaltungsgerichts Freiburg i. B. vom 21. März 1975, den Bau zu stoppen;
- teilweise erfolgreicher Versuch einer Besetzung des Bauplatzes in Brokdorf am 13. November 1976 und Baustopp-Beschluß des Verwaltungsgerichts Schleswig vom 15. Dezember 1976;
- abgewehrter Versuch einer Besetzung des Bauplatzes von Grohnde am 19. März 1977 und Beschluß des Verwaltungsgerichts Hannover vom 17. März 1977 auf Ablehnung von 16 Baustoppanträgen;
- vergeblicher Versuch einer Besetzung des Bauplatzes Kalkar am 24. September 1977 und Beschluß des Oberverwaltungsgerichts Münster vom 18. August 1977 auf Einholung einer Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts, ob § 7 des Atomgesetzes auch die Genehmigung eines Brüterkraftwerkes ermöglicht.

Unverkennbar ist, daß durch diese zumeist gewalttätigen Auseinandersetzungen nicht nur Politiker, Verwaltungen, Elektrizitätserzeuger, Reaktorbauunternehmen und die in diesen Bereichen Beschäftigten verunsichert wurden, sondern auch die Verwaltungsgerichte.

(5) In dieser Lage waren die *Parteien* aufgerufen, ihre Haltung zur Kernenergie festzulegen. Der politische Meinungsbildungsprozeß führte im Laufe des Jahres 1977 dann auch zu einer ersten Abklärung – positiver, als Anfang 1977 erwartet wurde:

- Die Unionsparteien votierten am 23. September in München und am 10./11. Oktober in Hannover einmütig für die Kernenergie.
- Auf ihrem Parteitag am 8. November in Kiel rang sich auch die FDP zu einer aufgeschlossenen Haltung durch, nachdem noch am 28. Juni in Saarbrücken ein Moratorium beschlossen worden war.
- Nicht zuletzt unter dem Eindruck des Betriebsrätekongresses im November in Dortmund einigte sich schließlich am 17. No-

vember auch die SPD in Hamburg auf eine Formel, die – bei Vorrang der Kohle – den weiteren Ausbau der Kernenergie zuläßt. Vorher – am 20. September – hatte sich der SPD-Vorstand mehrheitlich für ein Moratorium ausgesprochen.

(6) Am 22. Februar 1977 entschied sich die Niedersächsische Landesregierung für *Gorleben* als Standort des vorgesehenen Entsorgungszentrums. Damit hatte die nukleare Kontroverse einen neuen Mittelpunkt von lange Zeit unveränderter Brisanz. Es ging dabei vor allem um die von der Bundesregierung wiederholt und nachhaltig bei der Niedersächsischen Landesregierung angemahnte Entscheidung, der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB) Tiefbohrungen zu gestatten, um – über die von der Reaktorsicherheits- und Strahlenschutzkommission am 20. Oktober 1977 attestierte unbedenkliche Realisierbarkeit des Zentrums hinaus – den vom Verwaltungsgericht Lüneburg als Vorbedingung für eine erste Teilerrichtungsgenehmigung für Brokdorf am 17. Oktober 1977 geforderten Nachweis einer Eignung des Salzstocks Gorleben für die Endlagerung radioaktiver Abfälle zu erbringen. Diese Auseinandersetzung zwischen Hannover und Bonn war begleitet von Demonstrationen und gewaltsamen Bemühungen von Kernkraftgegnern, die Verwirklichung des Projektes Gorleben zu verhindern. Hingewiesen sei auf die Demonstration von 15 000 Kernkraftgegnern am 13. März 1977 in Gorleben.

Mit der Ankündigung der Niedersächsischen Landesregierung, sie werde über das Vorhaben Gorleben auf der Grundlage des als Rede–Gegenrede bezeichneten Hearings vom 28. März bis 3. April 1979 entscheiden, traten die Auseinandersetzungen in eine neue, die zweite Phase. So demonstrierten am 31. März/1. April 1979 in Hannover 40 000 Kernkraftgegner gegen das geplante Zentrum. Vorausgegangen war ein Treck mit landwirtschaftlichen Fahrzeugen, der von Gorleben nach Hannover führte. Der niedersächsische Ministerpräsident E. Albrecht zog am 16. Mai 1979 aus dieser Lage die für die weiteren Auseinandersetzungen zwischen dem Bund und Niedersachsen bestimmende Konsequenz: Obwohl ein nukleares Entsorgungszentrum nach seiner Auffassung – auch nach dem Hearing Rede – Gegenrede – sicherheitstechnisch realisierbar ist, kann es politisch nicht durchgesetzt werden. Er empfahl daher, »das Projekt Wiederaufarbeitung nicht weiter zu verfolgen«. Dagegen solle das Projekt Endlagerung realisiert werden. Tatsächlich sind die Tiefbohrungen dann auch am 10. September 1979 –

natürlich gegen Widerstand – aufgenommen worden. Die Hoffnung aber, daß nach dieser Beschränkung des Vorhabens am Standort Ruhe einkehren würde, hat getrogen. Andererseits hat die am 28. September 1979 zwischen der Bundesregierung und den Ministerpräsidenten sämtlicher Länder zustande gekommene Einigung über die Entsorgung – Zwischenlager, Endlager und Festhalten an der Absicht, wiederaufzuarbeiten ohne Fixierung auf Gorleben – dem Streit viel von seiner innerparteilichen und zwischenparteilichen Brisanz genommen.

(7) Nach all diesen Schwierigkeiten – negative Verwaltungsgerichtsurteile, ungeklärte Entsorgungsvorsorge, aber auch Stör- und Unfälle, insbesondere der Störfall am 18. Juni 1978 in Brunsbüttel und natürlich der Unfall am 28. März 1979 in Harrisburg – ist nicht weiter verwunderlich, daß der Ausbau der Kernenergieleistung hinter den ursprünglich gesteckten Zielen erheblich zurückbleibt. In der politischen Auseinandersetzung konnten die Kernenergiegegner demgegenüber zu Recht ins Feld führen, daß der gleichzeitige rezessionsbedingte Zuwachsrückgang des Elektrizitätsverbrauchs den vielfach befürchteten Netzzusammenbruch – bislang – verhinderte.

In der Tat lagen zahlreiche Baustellen und auch betriebsbereite Kernkraftwerke wegen verwaltungsgerichtlicher Entscheidungen während der letzten Jahre still: Wyhl seit dem 19. Februar 1975; Brokdorf zwischen dem 17. Dezember 1976 und dem 6. Februar 1981; Grohnde zwischen dem 20. Oktober 1977 und dem 23. Februar 1979; Mülheim-Kärlich bei verspätetem Baubeginn während drei Monaten in 1977, Esensham (Unterweser), bereits betriebsbereit seit November 1976, jedoch erst am 15. September 1978 zum Betrieb freigegeben[9]. Hinzu kommen störfallbedingte Stillstände vornehmlich in Lingen (liegt still seit dem 6. Januar 1977); Gundremmingen (liegt still seit dem 13. Januar 1977); Biblis A und B (zeitweilige Unterbrechungen des Betriebs); Brunsbüttel (lag still zwischen dem 18. Juni 1978 und dem 17. November 1980) und in anderen Kernkraftwerken.

(8) Vor diesem wenig erfreulichen Hintergrund führte das

[9] Die VDEW teilte im Oktober 1979 mit, bis Mitte der 70er Jahre habe die Errichtung eines Kernkraftwerkes einschließlich des Genehmigungsverfahrens noch etwa sechs Jahre gedauert – davon rund fünf Jahre Bauzeit – heute müsse mit einer Genehmigungs- und Bauzeit von insgesamt zehn bis zwölf Jahren gerechnet werden. Bei verzögerter Bauausführung erhöhten sich die Kosten um bis zu 1 Mio DM pro Tag.

Auftreten der *»grünen Listen«* zu einer Verlagerung der nuklearen Kontroverse in die Wahlkämpfe, in die Gremien der etablierten Parteien und vielfach auch auf die parlamentarische Ebene. Mit Beginn des Jahres 1980 wurde damit die dritte Phase der Akzeptanzkrise eingeleitet. Ermutigt durch ihre ersten Erfolge bei den Kommunalwahlen am 5. März 1978 in Schleswig-Holstein erreichten die grünen Listen bei den gleichzeitig am 4. Juni 1978 stattgefundenen Wahlen in Niedersachsen und in Hamburg Stimmenanteile von 3,9% in Niedersachsen, hier als »Gründe Liste Umweltschutz«, und von 4,5% in Hamburg, hier mit zwei konkurrierenden Listen, der eher linken »Bunten Liste« (3,5%) und der eher zur Mitte tendierenden »Grünen Liste Umweltschutz« (1,0%). Zugleich verfehlte in beiden Parlamenten die F.D.P. die 5%-Marke.

Aus diesen Gründen ist es nur zu verständlich, daß sich die Parteien verstärkt um die grünen Wähler bemühten, voran die SPD, um potentielle Wählergruppen zurückzugewinnen, und die F.D.P., die bestrebt sein mußte, wenigstens 5% der Stimmen zu erhalten, um in den Parlamenten präsent zu bleiben. Die Lage war (und ist) für alle Parteien gefahrvoll, da nicht nur im Bundestag, sondern auch in der Mehrzahl der Landtage die Regierungspartei(en) der Opposition nur um wenige Stimmprozente voraus waren (und sind). In den kritischen Ländern war dieser Vorsprung im Frühjahr 1979, d.h. nach den Wahlen in Niedersachsen und Hamburg, geschrumpft auf

3,2% in Schleswig-Holstein	3,3% in Hessen
2,3% in Niedersachsen	9,8% in Rheinland-Pfalz
1,9% in Bremen	14,9% in Saarland
4,7% in Nordrhein-Westfalen	5,8% in Berlin

1,9% im Bundestag nach der Wahl Ende 1976

Das Werben um die Wählergunst mit ökologischen Argumenten hatte für die etablierten Parteien zunächst Erfolg. Die grünen Listen konnten ihre günstigen Ergebnisse nicht wiederholen. Sie erreichten am 8. Oktober 1978 in Hessen und am 15. Oktober 1978 in Bayern noch nicht einmal 2%. Auch bei den Wahlen im Frühjahr 1979 in Berlin und vor allem in Rheinland-Pfalz blieben die Wähleranteile der grünen Listen weit hinter den Erwartungen zurück.

(9) Eine in jeder Hinsicht für die Kernenergie entscheidende Landtagswahl fand am 29. April 1979 in *Schleswig-Holstein* statt. Hier stand nicht nur das Kabinett Stoltenberg und damit

die Mehrheit der Unions-regierten Länder im Bundesrat auf dem Spiel, sondern zugleich auch, ob sich die kategorisch ablehnende Haltung der beiden Oppositionsparteien zur Kernenergie durchsetzen und damit das Zeichen für eine nuklearpolitische Wende in SPD und F.D.P. gegeben werde. Die Oppositionsparteien mit dem Ministerpräsidenten-Kandidaten K. Matthiesen hatten sich darauf festgelegt, im Falle ihres Wahlsieges kein weiteres Kernkraftwerk in Schleswig-Holstein mehr zu bauen, auch nicht Brokdorf. Der SPD-Landesvorsitzende G. Jansen wollte zudem auch das wohl 1982 fertiggestellte Kernkraftwerk Krümmel nicht in Betrieb gehen lassen.

Der Wahlkampf, in den der Unfall am 28. März 1979 in Harrisburg fiel, stand ganz im Zeichen der Kernenergie. Nicht ohne Berechtigung verwies die Schleswig-Holsteinische Landesregierung dabei hin auf den Widerspruch zwischen der pro-Option im Energieprogramm, wie auch den amtlichen Erklärungen der Bundesregierung, und der kontra-Option der beiden Bonner Regierungsparteien im Landtagswahlkampf, eine Doppelstrategie, die bis heute fortbesteht. Das äußerst knappe und in der Wahlnacht lange ungewisse Ergebnis der Wahl war dann:

CDU	48,3%	(− 2,1%)	37 Mandate
SPD	41,7%	(+ 1,6%)	31 Mandate
F.D.P.	5,7%	(− 1,4%)	4 Mandate
SSW	1,4%	(± 0 %)	1 Mandate
Grüne Liste	2,4%	–	0 Mandate

(10) Mit der nächsten Wahl auf Landesebene – der Bürgerschaftswahl am 7. Oktober 1979 in *Bremen* – erreichten die »Grünen« mit 5,14% der abgegebenen Stimmen erstmals den Eintritt in ein Landesparlament. Das brachte neue Unruhe in die etablierten Parteien. Die Grünen bemühen sich seitdem um den Aufbau einer Partei auf Bundesebene. Dabei war von Anfang an umstritten, ob diese Partei das gesamte Spektrum der Grünen einschließlich der Bunten, d.h. von H. Gruhl bis R. Dutschke † und R. Bahro, umfassen werde.

Politisch bedeutsamer war der Erfolg der Grünen bei der dann folgenden Landtagswahl am 16. März 1980 in *Baden-Württemberg*. Sie erhielten dort 5,3% der gültigen Stimmen. Gleichzeitig fiel die SPD unter dem Landesvorsitz des besonders stark in der Auseinandersetzung um die Kernenergie engagierten Abgeordneten E. Eppler auf einen Stimmenanteil von 32,5% zurück, nachdem diese Partei bei der Bundestagswahl

am 3. Oktober 1976 noch einen Anteil von 36,3% erreicht hatte.

Bei den dann im Jahr 1980 folgenden Wahlen – am 27. April 1980 im *Saarland* und am 12. Mai in *Nordrhein-Westfalen* – vermochten die Grünen ihre Erfolge nicht zu wiederholen. Gemessen an ihren Erwartungen erreichten sie nur bescheidene Stimmenanteile: 2,9% im Saarland und 3,0% in Nordrhein-Westfalen. Die Auseinandersetzungen zwischen den verschiedenen Flügeln der Grünen, insbesondere auf ihrem Parteitag Ende März 1980 in Saarbrücken haben die Auffassung bestärkt, daß diese Gruppierung den Kulminationspunkt ihrer Entwicklung überschritten hat. Es bleibt abzuwarten, ob neue Themen des Protestes – Bundeswehrgelöbnisse, Flughafenausbau, »Instand-Besetzungen«, NATO-Doppelbeschluß etc. – den »Grünen« neuen Auftrieb geben werden.

Bei den Wahlen sowohl im Saarland als auch in Nordrhein-Westfalen verbesserte die SPD deutlich ihre Position. Im Saarland wurde sie stärkste Partei, in Nordrhein-Westfalen erreichte sie sogar die absolute Mehrheit der Mandate. Bemerkenswert ist, daß die saarländische FDP in Koalition mit der CDU ihren Stimmenanteil gegenüber der letzten Bundestagswahl im November 1976 verbessern konnte, die nordrhein-westfälische FDP in bislang langjähriger Koalition mit der SPD dagegen im Stimmenanteil stark zurückfiel und die 5%-Schwelle nicht zu überspringen vermochte, so daß sie im neuen Landtag nicht mehr vertreten ist. Diese Wahlergebnisse gaben zu vielerlei Spekulationen Anlaß. Sicherlich waren sie aber nicht hilfreich für eine klare Standortbestimmung dieser Partei in der Kernenergiekontroverse.

(11) Im Bundestagswahlkampf im Herbst 1980 spielte das Thema Kernenergie nicht die vielfach erwartete zentrale Rolle. Nur bei der Eröffnungsveranstaltung der 11. Weltenergiekonferenz am 8. September 1980 in München standen sich die beiden Kanzlerkandidaten mit ihren Aussagen zur Kernenergie gegenüber. H. Schmidt wiederholte sein eingeschränktes Ja zur Kernenergie: »Wir müssen den schmalen Weg finden, der genügend Energie und zugleich genügend Sicherheit bietet.« Auf der ganzen Welt sind aber »die technischen Probleme der Entsorgung noch nicht befriedigend gelöst«. F. J. Strauß stellte demgegenüber fest, er träte »ohne Wenn und Aber für die Kernenergie ein«.

Bei der Wahl am 5. Oktober 1980 konnte die FDP ihren

Stimmenanteil deutlich – von 7,9 auf 10,6% – erhöhen. Der Stimmenanteil der CDU/CSU fiel stark zurück: von 48,6 auf 44,5%. Die SPD gewann leicht hinzu und steigerte ihren Stimmenanteil von 42,6 auf 42,9%. Die »Grünen« erreichten nur 1,5% der abgegebenen Stimmen und verfehlten damit deutlich ihr Ziel, im Bundestag vertreten zu sein.

Die Regierungserklärung »Mut zur Zukunft« der durch den Wahlsieg bestätigten Koalition zwischen SPD und FDP wiederholt zur Kernenergie im wesentlichen frühere Aussagen. Diese Energie bleibt auf die Deckung des Restbedarfs beschränkt. Ihr weiterer Ausbau soll – eindeutiger noch als bisher – von den Fortschritten in der Entsorgung abhängig gemacht werden, d.h. – im Klartext – davon, daß die Regierungen des Bundes und der Länder die Voraussetzungen für den Bau wenigstens einer Wiederaufarbeitungsanlage schaffen. Neue Probleme für die Kernenergie entstanden vornehmlich nur dadurch, daß die schwierige Finanzlage des Bundes Kürzungen bei den finanziellen Förderprogrammen für die beiden fortgeschrittenen Reaktorlinien erfordert.

Gleichwohl ist festzustellen, daß die neue Bundesregierung, insbesondere auch der neue Forschungsminister A. von Bülow sich eindeutiger zum Ausbau der Kernenergie bekennt als die Amtsträger der vorangegangenen Legislaturperiode. Kennzeichnend hierfür ist auch die auf parteiinternen Widerspruch gestoßene Äußerung des Bundeskanzlers H. Schmidt vor dem SPD-Vorstand im Februar 1981, als Politik der Bundesregierung lehne er einen Ausstieg aus der Kernenergie, den der SPD-Parteitag im Dezember 1979 als Option ebenso offengelassen hatte wie deren begrenzte Nutzung, (nunmehr) ab.

(12) Der Auslöser der bislang letzten – vierten – um die Jahreswende 1980/81 beginnenden Phase der Auseinandersetzungen um die Kernenergie in Deutschland war das Bauvorhaben *Brokdorf*. Nach jahrelangem Verfahren hatte das Verwaltungsgericht Schleswig am 24. April 1980 abschließend festgestellt, daß die bereits am 25. Oktober 1976 erteilte erste Teilerrichtungsgenehmigung nicht mehr blockiert sei. Das Oberverwaltungsgericht Lüneburg bestätigte diese Entscheidung am 22. Januar 1981. Das Bundesinnenministerium hatte bereits am 1. Dezember 1980 mitgeteilt, daß es gegen eine zweite Teilerrichtungsgenehmigung nichts mehr einzuwenden habe.

Schon im Winter 1979/80 hatte nicht nur die Schleswig-Holsteinische Landesregierung, sondern auch der Hamburger Fi-

nanzsenator W. Nölling in seiner Eigenschaft als Aufsichtsratsvorsitzender der an der Kernkraftwerk Brokdorf GmbH zur Hälfte, aber nicht federführend beteiligten Hamburgischen Electricitätswerke AG, der HEW, gefordert, mit dem Bau zu beginnen. Der in seiner Meinung gespaltene Hamburger Senat schob die Entscheidung mehrfach hinaus. Er wollte zunächst das Votum eines zu diesem Zwecke einberufenen Sonderparteitages der Hamburger SPD abwarten. Dieses Gremium stimmte am 2. Februar 1981 mit 198 zu 157 *gegen* eine Beteiligung Hamburgs am Bau dieses Kraftwerks, nachdem noch kurz vorher, am 11. Januar 1981, der Landesvorstand der Hamburger SPD mit 12 zu 2 einen Antrag an diesen Parteitag gebilligt hatte, in dem es hieß, daß ein einseitiger Ausstieg Hamburgs aus Brokdorf nicht in Betracht kommt. Nach dem bezeichneten Parteitagsvotum beschloß der Hamburger Senat am 10. Februar 1981 mit der knappen Mehrheit von 7 zu 6 Stimmen, auf ein Ausscheiden der HEW aus dem Projekt Brokdorf hinzuwirken, es sei denn, die Schleswig-Holsteinische Landesregierung sei bereit, die Erteilung der zweiten Teilerrichtungsgenehmigung um drei Jahre hinauszuschieben[10]. Eine am 17. Februar 1981 zwischen dem Vorsitzenden des Hamburger Senats, dem Bürgermeister H.-U. Klose und dem Regierungschef von Schleswig-Holstein, dem Ministerpräsidenten G. Stoltenberg geführtes Gespräch führte erwartungsgemäß nicht zu dem von Hamburg angestrebten Einvernehmen[11]. Stoltenberg hatte bereits am 8. Dezember 1980 erklärt, daß Brokdorf auch gegen Hamburg und gegen den Widerstand der Kieler SPD-Opposition gebaut werde. Am 6. Februar 1981 sind die Bauarbeiten wieder aufgenommen worden. Eine zu diesem Zeitpunkt nicht erwartete neue Wende nahmen die Auseinandersetzungen um Brokdorf mit dem am 25. Mai 1981 verkündeten Entschluß H.-U. Kloses,

[10] Um den Schwierigkeiten zu entgehen, hatte der Hamburgische Wissenschaftssenator H. Sinn den wenig realistischen Kompromißvorschlag gemacht, das Projekt auszusetzen und stattdessen einen Hochtemperatur-Reaktor zu bauen. Bei diesem Vorschlag wurde sowohl das Timing für diese Reaktorlinie verkannt (mit dem Bau eines kommerziellen HTR kann erst wesentlich später als 1983 begonnen werden), als auch die wirtschaftlichen Aspekte der in Betracht gezogenen Modulbauweise.

[11] Einen Monat später – am 17. März 1981 – schlug H.-U. Klose in einem Gespräch mit der Neuen Osnabrücker Zeitung vor, über den Bau von Kernkraftwerken in der DDR mit deren Regierung zu reden, mit dem Ziel, Strom von dort zu importieren. Die in der Bundesrepublik noch ungelöste Frage des radioaktiven Abfalls stelle für die DDR kein Problem dar, weil Moskau die Lösung dieser Frage der DDR abgenommen habe.

vom Amt des Bürgermeisters der Hansestadt zurückzutreten, weil er »für seine Bestrebungen, die HEW zum Ausscheiden aus dem Beteiligungsvertrag an dem Kernkraftwerk Brokdorf zu veranlassen, keine mehrheitliche Unterstützung beim Hamburger SPD-Landesverband und bei der SPD-Fraktion erreichen konnte«. Sein Nachfolger im Amt, K. v. Dohnanyi, hat zunächst einmal ein Verwaltungsverfahren eingeleitet, das die Möglichkeit einer von seinem Vorgänger erwogenen Anwendung des § 4 des Energiewirtschaftsgesetzes prüfen soll. Nach dieser Vorschrift kann der Bau von Energieversorgungsanlagen untersagt werden, wenn Gründe des Gemeinwohls dies erfordern. Von dem Ergebnis dieses Verfahrens wird es dann wohl abhängen, ob der Hamburger Senat bei seiner Absicht bleibt, auf die HEW einzuwirken, damit diese sich aus der Kernkraftwerk Brokdorf GmbH zurückzieht.

Ungeachtet des Meinungskampfes innerhalb der Hamburger SPD sind die Vorstände der beiden an der Kernkraftwerk Brokdorf GmbH beteiligten EVU, die federführenden Nordwestdeutschen Kraftwerke, NWK, und die gleichfalls mit 50% beteiligten Hamburgischen Electricitätswerke, HEW, unverändert entschlossen, an dem gemeinsamen Projekt festzuhalten. Angesichts der zu erwartenden Schwierigkeiten in der Elektrizitätsversorgung, der Mehrkosten für die Stromerzeugung und der gegebenenfalls geforderten Schadensersatzleistungen wäre es den HEW auch nur unter großen Schwierigkeiten und Opfern möglich, aus dem Vertrag mit den NWK auszusteigen. Dieser Vertrag ist nicht vor 1993 kündbar und schließt aus, Gesellschaftsanteile zu veräußern.

Die negative Entscheidung des Hamburger Senats zu Brokdorf brachte nicht nur die Hamburger, sondern praktisch die gesamte norddeutsche SPD in Konflikt mit Bundesregierung und Bundeskanzler, die an diesem Vorhaben festhielten. Der SPD-Oppositionsführer in Schleswig-Holstein, K. Matthiesen, trat deshalb als Spitzenkandidat für die Landtagswahl 1983 zurück. Der Kieler SPD-Landesvorsitzende G. Jansen hatte bereits vorher erklärt, Brokdorf werde mit einem Wahlsieg der SPD 1983 gestoppt, unabhängig davon, was eine SPD-geführte Bundesregierung dazu sage und was mögliche Koalitionspartner zu Brokdorf entschieden. Die SPD ging damit bundesweit in eine schwere Krise.

Die Hamburger Entscheidung gegen Brokdorf war begleitet – und unterstützt – von zwei militanten Demonstrationen. Wäh-

rend des Hamburger Sonderparteitags am 2. Februar 1981 kam es zu gewalttätigen Auseinandersetzungen mit der Polizei, an denen eine zahlenmäßig begrenzte Gruppe militanter Kernkraftgegner unter den 12000 Demonstranten beteiligt war. Weit größer war die vom Bundesverband Bürgerinitiativen Umweltschutz (BBU) und anderen Organisationen veranstaltete Massendemonstration am 28. Februar 1981 im Umfeld von Brokdorf. Der Landrat des Kreises Steinburg hatte diese Kundgebung am 23. Februar verboten. Dieses Demonstrationsverbot war aber am 27. Februar vom Verwaltungsgericht Schleswig eingeschränkt worden. Das Oberverwaltungsgericht Lüneburg hob diese Entscheidung in der Nacht vor der Kundgebung wieder auf – die Belastungsgrenze für Demonstrationen sei erreicht – und bestätigte damit das Verbot des Landrats von Steinburg. Einen in der gleichen Nacht noch gestellten Antrag auf Erlaß einer einstweiligen Anordnung zur Aufhebung des Verbots lehnte das Bundesverfassungsgericht am Kundgebungstage, dem 28. Februar, gegen 13 Uhr ab. Das Gericht wird aber noch im Hauptverfahren klären, ob das Verbot mit dem Grundrecht auf Demonstrations- und Meinungsfreiheit zu vereinbaren ist. Im Zeitpunkt der Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts war die Demonstration, bei der sich mindestens 50000 Demonstranten und über 10000 Polizisten aus allen Bundesländern gegenüberstanden, bereits im vollen Gange. Sie verlief in ihrem Hauptteil friedlich, wohl auch deshalb, weil die Polizei Durchlaß durch die Sperren bis in die Nähe der Baustelle gewährte. Am frühen Vormittag und vor allem gegen Ende der Demonstration kam es jedoch zu gewalttätigen Auseinandersetzungen. Nach Angaben der Landesregierung von Schleswig-Holstein wurden hierbei 128 Polizisten verletzt, sieben davon schwer. Vor dem Baugelände wurden 63 Demonstranten festgenommen.

(13) Diese Ausführungen zeigen deutlich: Ungleich ihrer geringen energiewirtschaftlichen und sehr begrenzten gesamtwirtschaftlichen Bedeutung ist die Kernenergie nach wie vor eines der bestimmenden energiepolitischen Themen. Der Autor, der sich mit den Problemen der Kernenergie seit über zwanzig Jahren befaßt, kann dies nur mit Erstaunen und mit Besorgnis registrieren. Gibt es denn nicht andere weit wichtigere Fragen?

Ausdruck dieser Dominanz der Kernenergie ist die diesem Thema im *Fernsehen und Rundfunk* gewidmete Sendezeit und

die Zahl der ihr in der Presse gewidmeten Spalten. Dabei kann der Eindruck nicht weggewischt werden, daß die Vielzahl der widersprechenden, vielfach bewußt ausgewählten oder gar manipulierten, vielfach mit Meinungsäußerungen vermengten und keineswegs stets »ausgewogenen« Meldungen nicht immer zur Ausweitung der objektiven Kenntnisse und erst recht nicht zum Abbau von Emotionen beiträgt. Diese kontroverse Fülle an Informationen überfordert den Bürger.

Es würde den dieser Darstellung gesetzten Rahmen sprengen und wahrscheinlich auch nur Verwirrung stiften, wenn alle in den letzten Jahren für die deutsche Kernenergieentwicklung wichtigen politischen Ereignisse hier aufgezählt würden. Mehr oder minder willkürlich seien hier nur zwei Vorgänge herausgegriffen:

(a) Am 8. Mai 1979 konstituierte der Deutsche Bundestag die (erste) *Enquête-Kommission »Zukünftige Kernenergiepolitik«*. Diese Kommission unter dem Vorsitz des SPD-Abgeordneten R. Überhorst und unter dem stellvertretenden Vorsitz des CDU-Abgeordneten L. Stavenhagen war beauftragt, bis zum 31. Mai 1980 über ihre Beratungen und die dabei erzielten Ergebnisse zu berichten. Bei diesem Auftrag spielte sicherlich auch die Hoffnung mit, daß das Plenum des Bundestages aus den Auseinandersetzungen um die Kernenergie herausgehalten werden könne, solange die Kommission an ihrem Bericht arbeitet (vgl. S. 164ff., S. 466, S. 487, S. 658f.).

Entgegen den Erwartungen gelang es der Kommission, zu einem recht breiten Konsens auf der Basis des »historischen Kompromisses« Sparen plus Kernenergie zu finden. Es kann aber noch keine Antwort auf die Frage gegeben werden, inwieweit dieser im Mehrheitsvotum zum Ausdruck kommende Konsens einer wahren Übereinstimmung der Meinungen entspricht oder ob unverbindliche Formulierungen die nach wie vor bestehenden Gegensätze nur verbergen. Brokdorf spricht eher für fortdauernde Gegensätze.

In ihrem als Bundestags-Drucksache 8/4341 am 27. Juni 1980 vorgelegten Bericht spricht sich eine Minderheit der Kommission eindeutig und ohne wesentliche Vorbehalte für die Kernenergie aus. Aber auch die der Kernenergie reservierter gegenüberstehende Mehrheit will die vorhandenen Kernkraftwerke weiter betreiben, die im Bau befindlichen Kernkraftwerke vollenden und ans Netz gehen lassen und – wenigstens bis 1990 – weitere Kernkraftwerke nach Bedarf in Auftrag geben. Unge-

achtet aller Vorbehalte, bewußten Fehlinterpretationen und Mißdeutungsmöglichkeiten wurde damit von allen 15 Mitgliedern der Enquete-Kommission klargestellt, daß Deutschland auf die Kernenergie nicht verzichten kann.

(b) An zweiter Stelle sei hingewiesen auf mehrere in jüngerer Zeit stattgefundene *Energiedebatten im Deutschen Bundestag.* Die Aussprache am 4. Juli 1979, die ungeachtet aller fundamentalen Auffassungsunterschiede nur zu wenig kontroversen Aussagen führte, machte deutlich, daß in der politischen Auseinandersetzung um die Kernenergie mehr und mehr Leerformeln, wie sparsame Energieverwendung, Vorrang der Kohle, Deckung des »Restbedarfs«, Aufrechterhaltung der »Option« usw. verwendet werden, Formeln, die die unterschiedlichen Auffassungen eher verdecken als hervortreten lassen.

Eine zweite, von der CDU/CSU-Fraktion am 29. November 1979, also noch vor dem SPD-Parteitag Anfang Dezember in Berlin, erzwungene Aussprache bestätigte die unvermindert kontroverse Haltung zur Kernenergie. Das Klima der Debatte wurde auch dadurch bestimmt, daß nur kurze Zeit vorher, am 14. Oktober 1979, in Bonn eine vom Bundesverband der Bürgerinitiativen Umweltschutz (BBU) organisierte Demonstration gegen die Kernenergie stattgefunden hatte, an der sich – bemerkenswert friedlich – 65 000 aus dem Bundesgebiet zusammengekommene Kernenergiegegner beteiligten.

Erst eine im Zusammenhang mit der Vorlage des Berichts der Enquête-Kommission am 3. Juli 1980 stattgefundene Aussprache ließ eine Annäherung der Auffassungen erkennen. In dieser Debatte sprach sich nur der inzwischen fraktionslose Abgeordnete H. Gruhl gegen die Kernenergie aus – dabei zugleich vom Bundestag Abschied nehmend. Diese Debatte zeigte recht deutlich, daß bei den Politikern die Einsicht in die Notwendigkeit eines Ausbaus der Kernenergie an Boden gewonnen hat, ohne daß sie uns aber einen Weg aus dem Attentismus zeigen, zeigen können oder zeigen wollen.

(14) Wie bereits festgestellt, wird der Ausbau der Kernenergie in Deutschland vor allem davon abhängen, wie sich die im Bundestag vertretenen *Parteien* entscheiden. Daher ist nützlich, deren Auffassung, so wie sie sich gegenwärtig abzeichnet, zu kennen. Die drei Parteien müssen bei dieser Analyse unterschiedlich breit zu Wort kommen: am wenigsten die CDU/CSU, deren aufgeschlossene Haltung für einen maßvollen Ausbau der Kernenergie innerparteilich kaum bestritten ist, weit mehr die

SPD, die in ihrer Haltung zur Kernenergie nach wie vor gespalten ist, und ebenso die F.D.P., bei der wegen der 5%-Klausel innerparteiliche Gegensätze in der Einstellung zur Kernenergie auch über das weitere Schicksal der Partei entscheiden könnten.

(15) Die *CDU* hat die auf ihrem Energieparteitag am 9. und 10. Oktober 1977 in Hannover festgelegte Linie ohne wesentliche Änderungen beibehalten – ungeachtet auch aller hiergegen sprechenden Ereignisse, wie die zu Lasten ihrer Jungwähler gehenden Erfolge der beiden anderen Parteien und der grünen Listen und auch ungeachtet der durch den Unfall in Harrisburg ausgelösten Besorgnisse. Sie vertraut dabei vor allem darauf, daß der Bürger und Wähler die energiewirtschaftliche Unverzichtbarkeit der Kernenergie einsieht, zumal nach den Ereignissen in der Folge des Umsturzes im Iran. Das gleiche gilt für die *CSU,* die auf diesem Felde die gleichen Zielvorstellungen hat. Nach der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Ministerpräsidenten der Länder, die es zuläßt, auf den Bau einer Wiederaufbereitungsanlage in Gorleben zu verzichten, ist innerhalb der CDU/CSU auch die Entsorgungsfrage weniger kontrovers. Parteiinterne Auseinandersetzungen über einen etwaigen neuen Standort der Anlage und über Zwischenlager sind aber keineswegs auszuschließen.

Es ist zu bedauern, daß der im September 1979 vom CDU-Vorsitzenden H. Kohl der Bundesregierung und den gesellschaftlichen Großgruppen vorgeschlagene »Kernenergiepakt« vom Sprecher der SPD, H. Ehmke, als verfrüht abgelehnt wurde. Auch Ehmke vertrat die Meinung, daß eine Energiepolitik schon wegen ihrer Kontinuität von allen Parteien getragen werden müßte. Bis dahin sei aber noch ein gutes Stück Arbeit zu leisten.

(16) In der *SPD* sind nach wie vor zwei Flügel miteinander im Streit, der vor allem durch die Haltung des Bundeskanzlers geprägte Flügel, der die Kernenergie für unverzichtbar hält, und der von E. Eppler angeführte Flügel mit der auch von den Jungsozialisten getragenen Auffassung, daß auf die Kernenergie, wenigstens auf deren weiteren Ausbau, verzichtet werden könne. Diese Unterschiede in den Aussagen kamen deutlich in den Wahlkämpfen zum Ausdruck, so vor allem in Schleswig-Holstein im Frühjahr 1979.

Schauplatz einer Kraftprobe zwischen diesen beiden Flügeln war der baden-württembergische Landesparteitag der SPD im Juli 1979 in Fellbach bei Stuttgart. Hier vermochte sich der

Landesvorsitzende E. Eppler mit 239 gegen 37 Stimmen bei 21 Enthaltungen, d.h. mit großer Mehrheit mit dem Beschluß durchzusetzen, die im Betrieb befindlichen Kernkraftwerke zwar weiter zu betreiben, gleichwohl aber eine Energiepolitik zu entwickeln, die einen Verzicht auf den weiteren Ausbau der Kernenergie möglich machen soll. Nach diesem Beschluß sind in Baden-Württemberg bis 1984 neue Kernkraftwerke weder zu bauen noch zu genehmigen.

Der Parteitag der SPD vom 3. bis zum 7. Dezember 1979 im Berlin zog einen vorläufigen Schlußstrich unter diese Auseinandersetzungen, ohne aber deutlich klarzustellen, ob nach dem Willen dieser Partei die Kernenergie weiter ausgebaut wird oder nicht. Mit einer Mehrheit von 3 zu 2 fand der am 4. Oktober 1979 vom SPD-Vorstand mit 24 zu 4 Stimmen (Nein-Stimmen: E. Eppler, R. Überhorst, H. B. Schäfer und der Juso-Vorsitzende M. Müller) und am 13. Oktober 1979 von der Antragskommission mit 17 zu 12 Stimmen beschlossene »Leitantrag zur Energiepolitik«, der »Antrag 500«, Zustimmung. Dieser Antrag war von der Energiekommission der Partei unter Vorsitz von H. Ehmke vorbereitet worden.

Die SPD bekräftigt in dem Leitantrag die auf dem Hamburger Parteitag 1977 beschlossenen Grundsätze: Sie räumt der heimischen Kohle in der Energieversorgung absoluten Vorrang ein. In den nächsten zehn Jahren sollen in allen Bundesländern als Ersatz für alte Kraftwerke und zur Deckung des Strombedarfs vorrangig neue Steinkohlekraftwerke gebaut werden. Die Option für Kernenergie soll offengehalten und die Option, künftig auf Kernenergie verzichten zu können, geöffnet werden. In Zukunft soll kein Kernkraftwerk mehr zusätzlich genehmigt werden, wenn der Antragsteller ein genehmigtes Kohlekraftwerk nicht baut. Auch hat der Antragsteller, der ein neues Kernkraftwerk beantragt, zu beweisen, daß der Bedarf nicht durch ein mit heimischer Kohle befeuertes Kohlekraftwerk abgedeckt werden kann.

In Bau befindliche Kernkraftwerke sollen zu Ende gebaut werden, eine Betriebsgenehmigung jedoch nur erhalten, wenn eine erste Teilerrichtungsgenehmigung für ein integriertes Entsorgungszentrum erteilt oder eine Entsorgung bis zur Errichtung eines integrierten Entsorgungszentrums durch verbindliche Verträge sichergestellt oder wenn durch Zwischenlagerkapazitäten eine Zwischenlösung bis zur Endlagerung gewährleistet ist. Eine Baugenehmigung für ein neues Kernkraftwerk soll

nur ausnahmsweise unter den genannten Entsorgungsbedingungen erteilt werden können, eine Betriebsgenehmigung aber erst dann, wenn die Zwischenlagerkapazität bereitsteht und mit der Einrichtung eines sicheren Endlagers begonnen worden ist.

Wie der Verlauf der Diskussion in Berlin zeigte, war es nicht möglich, den Riß zu kitten zwischen der für einen vorsichtigen Ausbau der Kernenergie plädierenden Mehrheit – H. Schmidt, W. Brandt und H. Wehner – und der die Kernenergie ablehnenden, eine »totale Wende in der Energiepolitik« fordernden Minderheit unter der Wortführung von E. Eppler. Angesichts der deutlich verschlechterten Bedingungen der Versorgung mit Energie hatte der Verfasser gehofft, daß sich auch in dieser Partei die Bereitschaft zu einer von breiterem Konsens getragenen positiven Einstellung zum Ausbau der Kernenergie verstärken werde. Die Arbeiten und Ergebnisse der Enquête-Kommission schienen diese Hoffnung zu bestätigen, aber die auch in die Parteispitze hineingetragenen Auseinandersetzungen um Brokdorf (s. o.) zeigen eindeutig das Gegenteil. Wie wenig es gelungen ist, zu einer einheitlichen Haltung in der Kernenergiefrage zu gelangen, demonstriert die Feststellung des Fünf-Punkte-Programms, das der SPD-Bundesvorstand auf Vorschlag des Vorsitzenden W. Brandt am 12. Februar 1981 verabschiedete: »Sowohl der Bau eines Kernkraftwerkes in Brokdorf, wie auch der Bau alternativer Kohlekraftwerke mit Wärmekraftkoppelung als Ersatz für Brokdorf stehen in Übereinstimmung mit dem Parteitagsbeschluß der SPD.« Brandt bestätigte dies am gleichen Tage mit der Aussage: »Ein kräftiges ›sowohl als auch‹. Ein eindeutiges ›ja oder nein‹, das ist die Sachlage. Das entspricht genau den Beschlüssen.«

(17) Das zweite Halbjahr 1978 stand für die Kernenergiepolitik der *F.D.P.* im Zeichen einer Zerreißprobe. Nachdem der Zweite Senat des Bundesverfassungsgerichtes am 8. August 1978 auf die Vorlage des Oberverwaltungsgerichts Münster vom 18. August 1977 entschieden hatte, daß § 7 des Atomgesetzes auch die Genehmigung von Brüterkraftwerken gestatte, weigerte sich der inzwischen abgelöste Wirtschaftsminister von Nordrhein-Westfalen H. L. Riemer, die anstehende dritte Teilerrichtungsgenehmigung für den SNR 300 in Kalkar im Kabinett mitzutragen. Die Landesregierung war aber bereit, sich durch ein Votum aus Bonn zu einer solchen Genehmigung drängen zu lassen. Die von der Bundesregierung beantragte Abstimmung des Bundestags über eine Vorlage für den Weiterbau

des Brüters drohte dann aber daran zu scheitern, daß sechs Abgeordnete der F.D.P. dagegen votieren wollten: die Abgeordneten H. Schuchardt, I. Matthäus, M. Vohrer, F. Hölscher, H. Hausmann und K. Gärtner[12]. Erst eine Rücktrittsdrohung der der F.D.P. angehörenden vier Bundesminister und des Fraktionsvorsitzenden W. Mischnick vermochte diese »Kalkar-Rebellen« dahin zu bringen, sich bei dieser Vorlage wenigstens der Stimme zu enthalten, sodaß sie am 14. Dezember 1978 eine Mehrheit von 230 : 225 fand.

Dieser Abstimmung war der Bundesparteitag der F.D.P. am 12. bis 14. November 1978 in Mainz vorausgegangen. Dort hatte man sich zu dem Grundsatz bekannt, der Einsatz von Atomstrom solle durch rationellere Ausnutzung und Einsparung von Energie sowie durch Erschließung neuer nichtnuklearer Energiequellen überflüssig gemacht werden; nur ein etwaiger verbleibender Restbedarf sei durch Kernenergie zu decken. Dieser überaus restriktive und zudem kaum zu praktizierende Beschluß wurde auf dem 30. ordentlichen Parteitag am 18. Juni 1979 in Bremen revidiert durch Rückkehr zu einem bereits auf dem Kieler Parteitag im November 1977 erreichten Kompromiß, einem bedingten Ja zur Kernenergie, wobei vorgesehen ist, daß später andere Energien an die Stelle der Kernenergie treten sollen, und gefordert wird, ein Entsorgungszentrum unter Einschluß einer Wiederaufarbeitungsanlage zu schaffen. Dieser mit 246 gegen 112 Stimmen bei 12 Enthaltungen verabschiedete Beschluß – bei kritischen Fragen wurden nur Mehrheiten bis herunter bis zu zwei Stimmen erreicht – beendete, wenigstens vorläufig, den langjährigen innerparteilichen Streit um die Kernenergie. Jedenfalls läßt dieser Beschluß den von der F.D.P. gestellten Bundesministern einen begrenzten, von ihnen für erforderlich gehaltenen Handlungsspielraum bei den anstehenden Entscheidungen.

(18) Die Haltung der *Gewerkschaften* zum Ausbau der Kernenergie ist überwiegend, aber (zeitweilig) nachlassend positiv. Am deutlichsten setzen sich die IG Bergbau – A. Schmidt –, die IG Metall – E. Loderer – und, zunehmend die Gewerkschaft Öffentliche Dienste, Transport und Verkehr – H. Kluncker – für den Ausbau der Kernenergie ein. Ganz in diesem Sinne stellte Alois Pfeiffer, Mitglied des Geschäftsführenden DGB-

[12] Diese Abgeordneten stellten am 22. Juli 1980 – nach Abschluß der Arbeit der ersten Enquête-Kommission – fest, ihre Bedenken bestünden fort.

Bundesvorstandes auf einer Fachtagung der Gewerkschaft ÖTV am 5. Juni 1981 in Essen fest: Der Deutsche Gewerkschaftsbund will mehr Bundesbürger von der Notwendigkeit der Kernenergie überzeugen. Er geht davon aus, daß zur Zeit etwa ein Drittel der Bundesbürger der Kernenergienutzung »kritisch und eher ablehnend« gegenübersteht. »Dieser Anteil kann in einer Demokratie eine gute Energiepolitik gefährden.«

Andererseits sind die *Kirchen* in ihrer Haltung zwiespältig, die katholische Kirche eher positiv, die evangelische Kirche eher negativ. Bemerkenswert mutig bei dieser Lage ist die unter der Verantwortung des Ruhr-Bischofs Dr. F. Hengsbach und des Präses der evangelischen Kirche im Rheinland Lic. K. Immer verfaßte Studie Energie und Umwelt, die sich deutlich für die Kernenergie ausspricht. Nach einer vieldiskutierten kritischen Aussage des Kardinals J. Hoeffner, Köln, die die Erklärung der Deutschen Bischofskonferenz »Zukunft der Schöpfung – Zukunft der Menschheit« vom September 1980 kommentierte, führte eine auf Einladung des Kölner Kardinals am 24. Juni 1981 mit Wissenschaftlern, Energiewirtschaftlern, Politikern und Naturschützern geführtes Gespräch zu weitgehender Klärung des Standpunktes der katholischen Kirche in Deutschland. Der Kernsatz der Ergebnisfestsetzung lautet: »Eine solche Nutzung (der Kernenergie) ist zu verantworten, wenn durch die Sicherheit der technischen Anlagen in höchstmöglichem Maße dafür Sorge getragen wird, daß eine nachhaltige und weitreichende Gefährdung der Menschheit vermieden wird.«

(19) Bei dieser verworrenen Lage führen *Meinungsumfragen* zu widersprüchlichen Ergebnissen. Im ganzen dürfte folgende Umfrage des Hamburger Kehrmann-Instituts vom Juli 1979 das Meinungsbild einigermaßen zutreffend wiedergeben:

20% sind mehr oder minder uneingeschränkt für die Kernenergie;

54% bejahen Kernkraftwerke, wenn die Probleme der Reaktorsicherheit und der Lagerung der radioaktiven Abfälle gelöst sind;

26% sind Kernkraftgegner, übrigens mehr unter den Frauen (31%) als unter den Männern (22%).

Von Interesse ist aber auch, daß nach R. Wildenmann (Capital 9/79) die Energiefrage mit 70% der Nennungen als das dringlichste Wirtschaftsproblem bezeichnet wird. Es folgen die Arbeitslosigkeit mit 66% und die Alterssicherung mit 64% der Nennungen.

Im Juni 1980 stellte das Institut für Demoskopie in Allensbach fest, abhängig von der Tagesaktualität habe die Haltung der Bevölkerung zur Kernenergie in den letzten beiden Jahren stark geschwankt. Nach dem spektakulären Störfall in Harrisburg, der die Medien über Tage hinweg beherrschte, habe sich die Zahl der strikten Kernenergiegegner kurzfristig verdoppelt. Bereits wenige Wochen später zeichnete sich aber eine erstaunlich rasche Erholung von dem »Harrisburg-Schock« ab. Dauerhaftere Folgewirkungen für das Meinungsklima seien dann aber von der zunehmenden Unsicherheit in der Energieversorgung in der Folge des Umsturzes im Iran ausgegangen. Derzeit (im Sommer 1980) sei die Bevölkerung in drei Lager gespalten: die uneingeschränkten Befürworter eines weiteren Ausbaus der Kernenergie (36%), den harten Kern der strikten Kernenergiegegner (15%) und – dazwischen – diejenigen, die sich zwar mit den bestehenden Kernkraftwerken abfinden, ihr Unbehagen aber durch die Ablehnung neuer Kernkraftwerke erkennen lassen (37%). 12% sind zur Zeit unentschieden.

Positiver für die Kernenergie sind die gleichfalls im Juni 1980 bekanntgegebenen Ergebnisse einer im Rahmen des »Bürgerdialogs Kernenergie« vom Bundesministerium für Forschung und Technologie vorgenommene Befragung. Danach sind 63% der Bevölkerung »eher für« und 35% »eher gegen« den Bau neuer Kernkraftwerke. Die Kernenergiegegner sind vergleichsweise zahlreicher bei den Frauen und bei den Jüngeren. Fast übereinstimmend war das Ergebnis einer im Juli 1980 veranstalteten Repräsentativumfrage des EMNID-Instituts: 67% befürworten den Bau von Kernkraftwerken, 32% sind dagegen und nur 2% machen keine Angaben. Überdurchschnittlich ist die Befürworterzahl in Schleswig-Holstein und Niedersachsen (71%), unter den Gewerkschaftsmitgliedern (69%) und bei den Anhängern der Unionsparteien (76%); geringer dagegen bei den Befragten, die andere Parteipräferenzen angaben: SPD 66%, F.D.P. 63% und »Sonstige« (vor allem »Grüne«) 21%.

3.1.5 Kernenergie-Ausbaupläne in Deutschland – Substitutionspotential der Kernenergie

(1) In ihrem *Energieprogramm* vom September 1973 und dessen Erster Fortschreibung vom Oktober 1974 hielt die Bundesregierung »als Minimalziel« die Installierung einer Kernenergiekapazität von 40 GWe (September 1973) bzw. 45 GWe (Ok-

tober 1974) für erforderlich. Für »wünschenswert« hielt sie es, daß sogar 50 GWe erreicht werden. Auch noch in den Grundlinien und Eckwerten vom März 1977 wurde diese positive Beurteilung aufrechterhalten, wenngleich wegen der Verringerung des Zuwachses im Stromverbrauch nur noch 30 GWe (1990 47 GWe) für notwendig erachtet wurden. Nunmehr, in der zweiten Fortschreibung dieses Programms vom 14. Dezember 1977 heißt es aber, die Bundesregierung hält nach vorrangiger Nutzung anderer Möglichkeiten (Energieeinsparungen und Nutzung der deutschen Stein- und Braunkohle) »einen begrenzten Ausbau der Kernenergie für unerläßlich und – auch auf Grund des erreichten hohen Sicherheitsstands – für vertretbar«. Dies läßt eine fundamentale Änderung der Einstellung zur Kernenergie erkennen, ohne daß übrigens seitdem irgendwann in der Welt ein Strahlenunfall oder ein anderes folgenreiches nukleares Ereignis eingetreten ist, das diesen Wandel hätte rechtfertigen können.

In diesem neuen Verständnis reduzierte die Bundesregierung in der Zweiten Fortschreibung die für 1985 angestrebte Kernkraftleistung von 30 auf 24 GWe[13] und visierte zugleich für 1990 43 und für 2000 85 GWe[14]. Nach den 1979 im Rahmen von INFCE vorgelegten neueren Schätzungen ist für 1990 mit 36 bis 41 und für 2000 mit 54 bis 73 GWe zu rechnen.

Die durch die langwierigen Genehmigungsverfahren verursachten Verzögerungen im Bau neuer Kernkraftwerke stehen aber auch einer Verwirklichung des vergleichsweise bescheidenen Ziels von 24 GWe bis 1985 entgegen. Allenfalls kann bis zu

[13] Der »Eckwert« 24000 MW wird in der Zweiten Fortschreibung nicht genannt. Er ergibt sich aus der Bezugnahme auf die Energiemarktprognosen der Institute, deren Informationswert die Bundesregierung »nicht als stichtagbezogene Zahlenaussage, sondern als Darlegung der Tendenzen und Größenordnungen einer zu erwartenden Entwicklung« verstanden wissen will.

[14] In einer im März 1979 veröffentlichten »Modellrechnung« für die Energiekommission des SPD-Vorstandes hat der Bundesminister für Forschung und Technologie V. Hauff den Kohlebedarf der deutschen Elektrizitätswirtschaft im Jahre 2000 sowohl für den Fall errechnet, daß in diesem Jahr nur eine Kernenergieleistung von 50 GWe zur Verfügung steht, als auch für den Fall eines totalen Verzichtes auf die Kernenergie. Im ersten Fall werden 100 Mio t SKE und im zweiten Fall sogar 200 Mio t SKE mehr benötigt als derzeit verstromt werden. Diese Mengen kann weder der heimische Steinkohlenbergbau (gegenwärtige Jahresförderkapazität: 94 Mio t) bereitstellen, noch können sie importiert werden (gegenwärtiges Weltexportvolumen: etwa 200 Mio t Kohle aller Art, vor allem Kokskohle; davon ein wesentlicher Teil »Regionalhandel«: Intra-EG, Intra-COMECON und USA-Kanada).

diesem Zeitpunkt mit 18 GWe (netto) bzw. 19 GWe (brutto) gerechnet werden.

In der Kernenergieentwicklung bleibt die Bundesrepublik Deutschland damit hinter der übrigen Welt zurück. Gemessen an der am 1. Januar 1980 weltweit in Betrieb und im Bau befindlichen Kernkraftleistung von 341 GWe, (IAEO, vgl. S. 321) erreicht die Bundesrepublik einen Weltanteil von ganzen 5,6%, ein Satz, der unter dem Anteil der Bundesrepublik am Weltbruttosozialprodukt (nach verschiedenen Schätzungen zwischen 7 und 8% liegt.) Im internationalen Vergleich ist die Bundesrepublik somit eher »unternuklearisiert« – eine überraschende Feststellung. Bezogen auf die volkswirtschaftliche Wertschöpfung, rangieren vor der Bundesrepublik nicht nur die Vereinigten Staaten, Kanada, Frankreich und Großbritannien, sondern auch Schweden, Spanien, Belgien und Finnland.

(2) Gegner der Kernenergie behaupten häufig, der Ausbau der Kernenergieleistung trage nicht dazu bei, *Öl* zu *ersetzen* und verfehle damit das vorrangige energiepolitische Ziel. Beschränkt auf die Bundesrepublik Deutschland mag dies zutreffen, soweit nur die unmittelbare Substitution von Öl durch Kernenergie bei der Stromerzeugung in Betracht gezogen wird. In der Tat wurden 1979 in Deutschland nur 9,3% der Elektrizität aus schwerem Heizöl erzeugt. Dieser Heizöleinsatz kann so lange nicht nachhaltig reduziert werden, als es an Möglichkeiten zum Cracken der schweren Derivate fehlt. Weltweit und auch beschränkt auf Westeuropa ist dies aber anders. In der Gesamtregion der Länder der Internationalen Energie-Agentur wurden 1979 allein 215,7 Mio t Ölprodukte zur Elektrizitätserzeugung verwendet. Dies entspricht 19% der gesamten hierfür eingesetzten Primärenergie. (Unter Einschluß von Erdgas stellt sich der Anteil sogar auf 30%.) Es lohnt schon, diese – derzeit fallenden – Mengen längerfristig zu substituieren.

Was ins Gewicht fällt, ist aber nicht die Möglichkeit, Öl unmittelbar durch Kernenergie zu substituieren, sondern mittelbar über die Zwischenglieder Erdgas oder Kohle, dies in der Erkenntnis, daß diese beiden Primärenergien mit verringerter Verfügbarkeit an Öl stärker nachgefragt werden und gleichfalls verknappen. In dem Vortrag »Einsatzmöglichkeiten und Substitutionspotential der Kernenergie«, den H. K. Beckurts am 21. Januar 1980 in Mainz hielt, kommt dieser zu dem Ergebnis, die Kernenergie könne bis zum Jahr 2000 in unserem Land mehr als 60 Mio t SKE Erdöl ersetzen. Aus der von der KFA

Jülich (St. Rath-Nagel) gemeinsam mit dem Brookhaven National Laboratory (V. L. Sailor) durchgeführten Untersuchung »IEA Energy Systems Analysis Project« (1980) ergibt sich, daß die Kernenergie unter recht konservativen Ausbauhypothesen im Jahr 2020 weltweit mit 43% zur Deckung des Elektrizitätsverbrauchs und mit 20% zur Deckung des gesamten Primärenergieverbrauchs beitragen wird. Unter dieser Hypothese entspricht der Kernenergiebeitrag im Jahre 2020 5,5 Mrd t SKE, d.i. mehr als das Doppelte der heutigen Weltförderung an Steinkohle (2,63 Mrd t). Dies ist dann auch die Menge an fossilen Brennstoffen und letztlich vor allem an Öl, die Kernenergie zu substituieren vermag[15].

Auch auf mittlere Sicht ist das Substitutionspotential der Kernenergie beachtlich. Die Kernenergie-Agentur (NEA) der OECD stellt in ihrem am 14. Juli 1980 veröffentlichten Bericht fest, eine durchgängige politische Entscheidung der Industrieländer zum Ausbau der Kernenergie vorausgesetzt, könnte diese 1985 rund 23% und 1990 rund 40% der derzeitigen Mineralöleinfuhren der OECD – das sind rund 1,2 Mrd jato Öl – ersetzen. Je nach Auslastung – 5500 bis 6500 Jahresbenutzungsstunden – substituiert ein Kernkraftwerk der Blockgröße von Biblis B (1240 MWe netto) jährlich zwischen 1,55 und 1,83 Mio t Öl.

3.1.6 DDR

In der DDR waren Mitte 1981 fünf Kernkraftsblöcke mit einer Gesamtleistung von 1840 MWe (brutto) in Betrieb und vier weitere Blöcke mit einer Gesamtleistung von 1760 MWe (brutto)[16] im Bau. Die fertiggestellten Kernkraftwerke tragen mit 9% zur gesamten Kraftwerksleistung bei. 1979 erreichten sie einen Anteil von 11% an der Stromerzeugung.

Das älteste Kernkraftwerk der DDR ist das inzwischen auf 80 MWe Leistung gebrachte, 1966 kritisch gewordene Atomkraftwerk I mit Druckwasser-Reaktor sowjetischer Konstruktion am Stechlinsee in Rheinsberg, Bezirk Potsdam, Kreis Neuruppin.

[15] Vgl. K. H. Beckurts, Einsatzmöglichkeiten und Substitutionspotential der Kernenergie, in: H. Michaelis (Hrsg.), Existenzfrage: Energie – die Antwort: Kernenergie. Düsseldorf 1980, S. 107f. und St. Rath-Nagel, Ölsubstitution und Energieeinsparung. Brennstoff – Wärme – Kraft 33 (1981) 3.

[16] 440 MWe brutto entsprechen 420 MWe netto.

Das Kernkraftwerk Nord »Bruno Leuschner« bei Lubmin am Greifswalder Bodden, 20 km nordöstlich von Greifswald besteht aus vier 440 MWe-Druckwasser-Reaktoren des sowjetischen Typs Nowo Woronesch[17]. Der erste Block hat Mitte Dezember 1973, der zweite im Februar 1975, der dritte im Mai 1978 und der vierte im November 1979 seinen Probebetrieb aufgenommen. Der Bau dieser vier Blöcke wurde in einem Protokoll vom 27. April 1973 zum Regierungsabkommen vom 14. Juli 1965 zwischen der DDR und der Sowjetunion vereinbart.

Nach Meldungen der DDR-Presse vom Frühjahr 1980 – u.a. der Rostocker »Ostseezeitung« und der Zeitung »Neues Deutschland« – wie auch der sowjetischen Nachrichtenagentur TASS soll das Kernkraftwerk Nord ausgebaut werden, wahrscheinlich wohl, um weitere vier 440 MWe-Blöcke, so daß sich eine Gesamtleistung von 3520 MWe ergeben wird. Auf diese Entscheidung deutete bereits eine Aussage des Stellvertretenden DDR-Ministers für Schwermaschinen- und Anlagenbau H. Dersch vom Herbst 1978 in Dresden hin. Aus dieser Aussage ergab sich auch, daß in der nächsten Etappe dann 1000 MWe-Druckwasserreaktoren sowjetischer Konstruktion gebaut werden sollen.

Zeitweilig war beabsichtigt, bei Stendal im Bezirk Magdeburg ein Kernkraftwerk, bestehend aus vier 440 MWe-Blöcken, zu errichten. Dies geht aus einer Mitteilung der Zeitung »Neues Deutschland« vom 10. April 1980 hervor, wonach am Vortage der DDR-Minister für Schwermaschinen- und Anlagenbau D. Zimmermann und der Vorsitzende des sowjetischen Komitees für Außenwirtschaftsbeziehungen S. A. Shatschkow ein Protokoll über die weitere Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Kernenergetik unterzeichnet hätten, das die Vereinbarung über die Errichtung der ersten Baustufe dieses Kernkraftwerks enthält. Nach einer Erklärung des Kohle- und Energieministers der DDR, W. Mitzinger, vom 15. Januar 1981 ist nun aber vorgesehen, in Stendal statt der 440 MWe-Blöcke ein Druckwasser-Kernkraftwerk mit zunächst einem 1000 MWe-Block zu errichten. Der Minister stellte hierzu fest, für die DDR gebe es keine Alternative zur Kernenergie. Diese sei »zuverlässig, stabil und umweltfreundlich«. Bei einer Diskussion im Rahmen der

[17] Ein aus zwei Blöcken bestehendes Kraftwerk dieses Typs hat in Nowo Woronesch/Sowjetunion am 21. Dezember 1971 bzw. 25. Dezember 1972 den Betrieb aufgenommen.

Tagung des Weltkirchenrates im August 1981 in Dresden bestätigte der aus besonderem Anlaß 1946 bekanntgewordene Atomwissenschaftler Klaus Fuchs, jetzt Mitglied des SED-Zentralkomitees, die Notwendigkeit der Kernenergie mit der Aussage, Kernkraft sei das einzige Mittel, die zunehmenden Wachstumsprobleme der DDR-Wirtschaft zu bewältigen.

Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung in Berlin veranschlagt die 1990 in der DDR installierte Kernkraftleistung auf 9000 MWe.

3.1.7 Österreich

In Österreich wurde nach langwierigen Auseinandersetzungen über einen etwaigen weitergehenden Ausbau der Donaukraftwerke der Bau des 700 MWe-Kernkraftwerks Tullnerfeld in Zwentendorf (Niederösterreich) an der Donau 1972 in Angriff genommen. Dieses Kraftwerk mit einer Bruttoleistung von 723 MWe und einer Nettoleistung von 692 MWe ist mit einem von der KWU (Kraftwerk-Union) gelieferten Siedewasser-Reaktor ausgestattet. Bauherr ist die GKT, Gemeinschaftskraftwerk Tullnerfeld GmbH, an der die Österreichische Elektrizitätswirtschaft AG (Verbundgesellschaft) mit 50% und sieben Landes-Elektrizitätsgesellschaften mit zusammen gleichfalls 50% beteiligt sind. Hersteller ist ein Konsortium der Siemens AG, Österreich, der staatlichen österreichischen Elin Union AG und der Kraftwerk-Union AG, Mülheim/Ruhr.

Die Frage, ob dieses Kraftwerk in Betrieb genommen werden soll, führte dann zu einer bislang beispiellosen politischen Auseinandersetzung. Die österreichische Regierung setzte im Oktober 1976 eine umfassende Informationskampagne in Gang mit dem Ziele, die Öffentlichkeit von der Notwendigkeit der Kernenergie zu überzeugen, insbesondere der Inbetriebnahme von Zwentendorf. Diese Kampagne führte aber lediglich zu einer Politisierung dieser Frage, was die Regierung veranlaßte, die vorhersehbarerweise unpopuläre Entscheidung über eine Inbetriebnahme der seit August 1977 zur Aufnahme der Brennelemente bereiten Anlage immer wieder vor sich herzuschieben – zunächst mit dem Argument, zuvor müsse die gesicherte Entsorgung nachgewiesen werden.

Ungeachtet der Voten der beiden großen österreichischen Parteien SPÖ und ÖVP pro Zwentendorf beim Baubeschluß 1969 und mehrfach später scheiterte sowohl das Bemühen der

ÖVP, die Kernenergie aus den innerpolitischen Auseinandersetzungen auszuklammern als letzthin auch eine gemeinsame Entschließung von SPÖ und ÖVP für die Inbetriebnahme des Kernkraftwerks Zwentendorf. Daraufhin folgte die Mehrheit der SPÖ am 22. Juni 1978 dem Vorschlag des von dieser Partei gestellten Bundeskanzlers Bruno Kreisky, diese Frage durch ein nach der österreichischen Verfassung zulässiges Plebiszit entscheiden zu lassen. Nach dem am 28. Juni 1978 beschlossenen Gesetz hatte diese für den 5. November 1978 angesetzte Volksabstimmung darüber zu entscheiden, ob künftig Kernkraftwerke nur durch eine besondere, vom Parlament zu beschließende Erlaubnis in Betrieb genommen werden dürften und zugleich diese Erlaubnis für Zwentendorf als erteilt gelten sollte.

Die Meinungsumfragen während des Wahlkampfes waren zunächst eindeutig pro Zwentendorf, bis angesichts der zurückgehenden Mehrheit der Bundeskanzler bei einer Klausurtagung des Sozialistischen Parlamentsklubs in Neusiedel am See dieses Plebiszit zu seinem persönlichen Anliegen machte und seinen Rücktritt nicht mehr ausschloß, wenn die Nein-Stimmen überwiegen sollten. Durch diese Erklärung wurde die Kernkraftfrage vollends in die innerpolitische Auseinandersetzung zwischen den beiden großen Parteien hineingezogen.

Die Volksabstimmung am 5. November 1978 war in ihrem Ergebnis dann auch weitgehend bestimmt durch die Parteipolitik. Bei 5083673 Wahlberechtigten gaben 3259118, d.h. 64,1% ihre Stimme ab. Davon stimmten 1576839, d.h. 49,53% mit Ja und 1606308, d.h. 50,47% mit Nein. 2,33% der abgegebenen Stimmen waren ungültig. Bemerkenswert ist aber das folgende: Das nach Meinung der Kernkraftgegner am ehesten betroffene Bundesland Niederösterreich stimmte mehrheitlich, nämlich mit 50,9% ebenso mit Ja wie die nur 40 km entfernt liegende Stadt Wien mit 55,5%. Die Gemeinde Zwentendorf selbst sprach sich mit 55,6% für das Kernkraftwerk aus. Zustimmung gaben auch das Burgenland (59,8%), die Steiermark (59,8%) und Kärnten (54,2%). Die Ablehnung war am stärksten in Vorarlberg (84,4% bei gleichzeitig höchster Wahlbeteiligung – 75,8%), gefolgt von Tirol (65,7%) und Salzburg (56,8%), also gerade in den von Zwentendorf entferntesten Bundesländern, was zu denken geben sollte[18]. Auch Oberösterreich lehnte mit

[18] Es sollte auch zu denken geben, daß die von einem österreichischen Staatsangehörigen, dem Bremer Politologen Walther Soyka, angeblich ermittelten und inzwischen nach amtlichen Feststellungen eindeutig widerlegten Leukämie-Häu-

52,7% ab. Der Bundeskanzler wertete die Nein-Mehrheit als eine persönliche Niederlage, blieb aber im Amt.

Das Ergebnis des Referendums hat drei Konsequenzen:

(1) Mit Zustimmung aller Parteien verabschiedete das Parlament unverzüglich ein Gesetz, das die Nutzung der Kernenergie für die Energieversorgung Österreichs verbietet. Alle Arbeit in Zwentendorf wurden eingestellt. Die 1973 gegründete Kernkraftwerks-Planungsgesellschaft mbH (KKWP) ist seit dem 1. Januar 1979 in Liquidation. Die Trägergesellschaft Gemeinschaftskernkraftwerk Tullnerfeld GmbH (GKT) strich das Teilwort »kern-« aus ihrer Firmenbezeichnung. Das Kernkraftwerk selbst einschließlich der bereits eingelagerten Brennstäbe wurde von der österreichischen Elektrizitätswirtschaft zunächst bis zum Jahresende 1984 konserviert (eingemottet). Die hierfür erforderlichen Kosten werden auf 60 Mio öS (8,4 Mio DM) jährlich veranschlagt, zu vergleichen mit 1800 bis 5000 Mio öS (260 bis 700 Mio DM), die für einen Umbau zu einem herkömmlichen Wärmekraftwerk erforderlich wären. Der Generaldirektor der Österreichischen Verbundgesellschaft Walter Fremuth teilte dazu im Frühjahr 1980 mit, daß der Ausfall des Kernkraftwerks Zwentendorf mit Baukosten von 9 Mrd öS (1,3 Mrd DM) das österreichische Strompreisniveau um 4 bis 5% anheben werde.

(2) Um die Lücke in der Deckung des Elektrizitätsbedarfs zu schließen, soll in der Nähe des Standorts des nicht in Betrieb genommenen Kernkraftwerkes, in Zwentendorf-Dürnrohr, ein 700 MWe-Kohlekraftwerk errichtet werden, dessen Betriebsbeginn für 1984/85 vorgesehen ist. Die Kosten dieses Kraftwerks werden auf 7,2 Mrd öS (1 Mrd DM) veranschlagt. Die benötigte Steinkohle wird zu zwei Dritteln im Rahmen eines 20-Jahresvertrages aus Polen bezogen werden. Ein Liefervertrag über 1,2 Mio jato Steinkohle wurde am 27. Juni 1980 in Wien von dem österreichischen Bundeskanzler B. Kreisky und dem damaligen polnischen Ministerpräsidenten E. Babiuch unterzeichnet. Das darüber hinaus erforderliche Drittel soll auf dem freien Markt – Einfuhren aus Südafrika, Nordamerika, Australien und evtl. aus der VR China – beschafft werden.

fungen in der Umgebung des Kernkraftwerks Lingen/Ems am 24. Oktober 1978 vor allem in Österreich ausgiebig bekanntgegeben wurden – sicherlich im Hinblick auf das 14 Tage später, am 8. November 1978, angesetzte Referendum. Diese in so kurzer Zeit nicht zu widerlegenden Meldungen haben möglicherweise für die knappe Ablehnungsmehrheit von 29469 Stimmen, d.s. 0,58% der Abstimmungsberechtigten, den Ausschlag gegeben.

(3) Keinen Erfolg hatten die nachdrücklichen Bemühungen der österreichischen Bundesregierung, die Regierung der Tschechoslowakei zu einem Verzicht auf den Bau von Kernkraftwerken in der grenznahen Region gegenüber Österreich zu bewegen, zumal nach österreichischer, kaum zu widerlegender Auffassung Zwentendorf sicherer hätte betrieben werden können als die tschechoslowakischen Kraftwerke. Vier der in diesem Land in Bau befindlichen bzw. geplanten und bis 1985 in Betrieb gehenden Kernkraftblöcke – in Jaslovské Bohunice und Dukovany – liegen maximal 35 km von der österreichischen Grenze und 60 bzw. 80 km von Wien entfernt. Ministerpräsident L. Strougal versicherte seinem Amtskollegen B. Kreisky im Januar 1979, für die österreichische Bevölkerung bestünde kein Anlaß zur Besorgnis, da die tschechoslowakischen Kraftwerke sicher seien. Der österreichische Handelsminister steht, wie er erklärte, nun auch in Verhandlungen über den Bezug von Elektrizität aus diesem Nachbarland.

Die Auseinandersetzung um die Kernenergie in Österreich trat in eine neue Phase mit dem im Juni 1980 eingeleiteten Volksbegehren zur Aufhebung des Atomsperrgesetzes vom Dezember 1978. Gleichzeitig initiierten Kernenergiegegner ein Volksbegehren, durch welches die Umwandlung von Zwentendorf in ein konventionelles Wärmekraftwerk gefordert wird. Beide Volksbegehren fanden in der Woche zwischen dem 3. und 11. November 1980 statt. Das pro-Begehren erreichte mit 422431 Unterschriften mehr als das Doppelte der erforderlichen Zahl von 200000. Dagegen blieb das kontra-Begehren mit 147764 Unterschriften hinter der erforderlichen Mindestzahl zurück. Nach der Verfassung muß sich nun der Nationalrat erneut mit dem Atomsperrgesetz von 1978 befassen. Zur Aufhebung dieses Gesetzes bedürfte es einer Zweidrittel-Mehrheit im Parlament. Das letzte Wort in der Frage Kernenergie in Österreich ist also noch nicht gesprochen. Sicherlich wird bis zu der durchaus möglichen Aufhebung des Atomsperrgesetzes noch längere Zeit vergehen. So mag, was die Kernenergie angeht, Kaiser Rudolf II. recht behalten mit seinem berühmten, auf zahlreichen Baudenkmälern verewigten Ausspruch A.E.I. O.U. »Austria erit in orbe ultima«: Österreich wird als letztes Land der Welt bestehen – ohne Kernenergie!

3.1.8 Schweiz

In der Schweiz sind zur Zeit vier Kernkraftwerke mit insgesamt 1926 MWe Nettoleistung in Betrieb: Beznau 1 und 2, Mühleberg und Gösgen-Däniken. Ein Kernkraftwerk – Leibstadt – ist im Bau. 1980 trugen Kernkraftwerke mit 13,7 TWh oder 28,4% zur schweizerischen Stromerzeugung bei. Nach wie vor ist die Wasserkraft mit einem Anteil von 69,6% dominierend. Die weiteren Pläne für den Bau von Kernkraftwerken – derzeit noch vier Kernkraftprojekte mit zusammen etwa 4000 MWe – sind durch Schwierigkeiten bei den Genehmigungsverfahren und behördliche Auflagen, langwierige Gerichtsverfahren und – vor allem – durch politische Auseinandersetzungen, die auch mit längeren Bauplatzbesetzungen verbunden waren, zum Teil erheblich verzögert. Nur ein Kraftwerk – Kaiseraugst – wurde bereits bestellt. Für ein Projekt – Graben – liegt ein Letter of Intent vor. Die beiden anderen Projekte – Inwil und Verbois – sind im Genehmigungsverfahren oder in der Vorplanung. Um den durch die Verzögerungen zu erwartenden Stromausfall auszugleichen, haben sich schweizerische Elektrizitätserzeugungsunternehmen an den französischen Kernkraftwerken Fessenheim 1 (850 MWe) mit 30% und Bugey 1 und 2 (2 × 930 MWe) mit 12,5% beteiligt.

Über Einzelheiten unterrichtet Übersicht 89.

Die Auseinandersetzungen um die Kernenergie in der Schweiz fanden ihren deutlichsten Ausdruck in der Volksabstimmung über die Atominitiative am 18. Februar 1979. Nach Österreich war dies das zweite Mal, daß die Bevölkerung eines ganzen Landes aufgerufen war, sich für oder gegen die Kernenergie auszusprechen. Vorausgegangen waren zwei erfolgreiche Atomschutzinitiativen in den Kantonen Basel-Stadt am 12. Juni 1977 und Basel-Land am 28. Mai 1978.

Die mit über 120000 gültigen Unterschriften versehene, zur Volksabstimmung am 18. Februar 1979 gestellte Initiative »zur Wahrung der Volksrechte und der Sicherheit beim Bau und Betrieb von Atomanlagen« wollte den Bau von Kernkraftwerken, Aufarbeitungsanlagen und Lagern für den radioaktiven Abfall von einer ausdrücklichen Zustimmung nicht nur der Bundesversammlung (Nationalrat und Ständerat) abhängig machen, sondern auch der Stimmberechtigten der Standortgemeinde, der umliegenden Gemeinden und jedes Kantons, dessen Gebiet nicht mehr als 30 km von der Anlage entfernt liegt.

Übersicht 89: Schweizerische Kernkraftwerke in Betrieb, Bau projektiert und in Planung

Auftrags-Jahr	Betriebsbeginn	Bezeichnung, Standort	Kanton	Eigentümer/ Betreiber	Typ	Hersteller	Leist. MWe netto
				in Betrieb			
1965	1969	Beznau 1/Aare	AG	NOK	DWR	West-BBC	350
1967	1972	Beznau 2/Aare	AG	NOK	DWR	West-BBC	350
1966	1972	Mühleberg/Aare	BE	BKW	SWR	BBC-GE	306
1973	1979[a]	Gösgen-Däniken	SO	KGD	DWR	KWU	920
				im Bau			
1973	1982	Leibstadt/Rhein	AG	KKL	SWR	BBC-GE	942
				projektiert			
1970[b]	1987[c]	Kaiseraugst/Rhein	AG	KKK[d]	SWR	BBC-GE[e]	925
1974[f]	[g]	Graben/Aare	BE	BKW	LWR	BBC-GE	1140
				in Planung[b]			
		Inwil bei Luzern	LU	CKW			1000
		Verbois/Rhone	GE	EOS			1000

[a] Am 20. 1. 1979 erstmals kritisch; Betriebsbewilligung mit zahlreichen Auflagen am 29. 9. 1979 erteilt, am 30. 10. 1979 übergeben und seit dem 19. 11. 1979 im kommerziellen Betrieb; am 15. 5. 1981 offiziell eingeweiht.

[b] Vorauftrag, Auftragserteilung am 9. 4. 1974; ursprünglich sollten die Bauarbeiten bereits 1975 beginnen.

[c] Standortbewilligung erteilt, Rahmenbewilligung auf der Grundlage eines Bedarfsnachweises nachgesucht; falls diese Bewilligung 1981 erteilt wird, könnte der Betrieb 1987 aufgenommen werden.

[d] Unter Beteiligung von EdF (20%), Badenwerk und RWE (je 7,5%).

[e] Mit SOGERCA und CEM.

[f] Letter of Intent 24. 4. 1974.

[g] Standortbewilligung am 31. 10. 1972 erteilt; der für die Rahmenbewilligung erforderliche Bedarfsnachweis wurde am 17. 12. 1979 eingereicht.

[h] Ein weiteres Projekt, der von der NOK beabsichtigte Bau eines 900 MWe-Kernkraftwerks in Rüthi im Rheintal (Kanton St. Gallen) wurde im Frühjahr 1980 aufgegeben.

Abkürzungen zu Übers. 89

BKW	Bernische Kraftwerke AG, Bern; geschäftsführend für die Kernkraftwerk Graben AG
NOK	Nordostschweizerische Kraftwerke AG, Baden/Schweiz
KKK	Kernkraftwerk Kaiseraugst AG (Federführung Motor Columbus AG, Baden/Schweiz)
KKL	Kernkraftwerk Leibstadt AG (Federführung Elektrowatt AG Zürich)
KGD	Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG der Aare-Tessin-AG für Elektrizität (ATEL), NOK, CKW, Alusuisse und Schweizerischen Bundesbahnen
CKW	Centralschweizerische Kraftwerke AG
EOS	S. A. de l'Energie de l'Ouest-Suisse, Lausanne
BBC	Brown Boveri & Cie, Baden/Schweiz
GE	General Electric Technical Services Co. (GETSCO); Turbosatz: BBC
West	Westinghouse International Atomic Power Ltd., Genf
KWU	Kraftwerk Union AG, Mülheim/Ruhr
SOGERCA	Société Générale pour l'Entreprise des Réacteurs et des Centrales Atomiques, Paris
CEM	Compagnie Electro-Mécanique, Paris (BBC)

Diese Initiative richtete sich gegen die vom Nationalrat und vom Ständerat mit den bemerkenswerten Mehrheiten von 146 : 1 und 32 : 0 am 20. April und am 12. Juni 1978 gutgeheißene Revision des Atomgesetzes aus dem Jahre 1959, die bestimmt, daß Atomanlagen nur mit Zustimmung der Bundesversammlung gebaut werden dürfen, neue Kernkraftwerke (auch Kaiseraugst, Graben und Verbois) nur bewilligt werden dürfen, wenn sie zur Stromerzeugung nötig sind und last but not least eine sichere und dauernde »Entsorgung« gewährleistet sein muß. Nationalrat und Ständerat lehnten die Atominitiative auch deshalb ab, weil sie die Zustimmung jeweils der Mehrheit der Stimm*berechtigten* und nicht nur der effektiv Stimmenden fordert, eine Mehrheit, die nach den bisherigen Erfahrungen mit Volksabstimmungen in der Schweiz kaum jemals erreicht werden könnte, anders ausgedrückt, der schweizerischen Kernenergieentwicklung praktisch ein Ende setzt. Entscheidend war aber wohl die Überlegung, daß das Zustimmungserfordernis der Stimmberechtigten der Region nicht zu vereinbaren ist mit dem überregionalen Interesse an der Deckung des Elektrizitätsbedarfs. Dadurch werde der Egoismus zur Staatsraison, wie der für Energiefragen zuständige Bundesrat und damalige Bundespräsident Willi Ritschard es ausdrückte.

Die Volksabstimmung verwarf die Initiative, wenn auch knapp. Bei einer Wahlbeteiligung von nur 49% stimmten 919923 Stimmbürger, d.i. 48,8%, mit Ja und 964105, d.i. 51,2% mit Nein, ein Beweis für die nicht nur für die Schweiz geltende These, daß die immer heftiger gewordene Auseinandersetzung um die Kernenergie zu zwei fast gleich großen Blöcken von Befürwortern und Gegnern geführt hat, ein wachsender, in der Schweiz etwa die Hälfte der Stimmberechtigten ausmachender, Teil der Bevölkerung dieser Auseinandersetzung aber überdrüssig ist und sich nicht äußert. Ebenso wie in Österreich sind auch in der Schweiz die regionalen Unterschiede bemerkenswert. Die Atominitiative fand eine deutliche Mehrheit in der Westschweiz mit Genf an der Spitze (67,4%) und in den beiden Basel (69,0 und 61,9%), ferner im Tessin (53,7%), in Graubünden (54,5%) und in Uri (51,2%). Verworfen wurde sie in allen übrigen deutschsprachigen Kantonen einschließlich Zürich (54,8%) und Bern (56,3%) und auch im Wallis (56,5%). Am deutlichsten war die Ablehnung im Aargau (64,6%).

Die Initiative wäre aber auch bei einem leichten Überwiegen

der Ja-Stimmen gescheitert, da zu einem Gelingen auch die Mehrzahl der »Stände«, d.h. der Kantone hätte zustimmen müssen. Es votierten neun Kantone mit Ja, dagegen 12 Kantone und 4 Halbkantone mit Nein. In den Gemeinden mit in Betrieb befindlichen Kernkraftwerken – Beznau, Mühleberg und Däniken – wurde die Initiative mit großen Mehrheiten abgelehnt, ebenso in Leibstadt. Dagegen gab es zustimmende Mehrheiten in Graben, Kaiseraugst, Russin (Verbois) und in Rüthi. Inwil stimmte mit Nein.

Die erfolglose Volksabstimmung hat die Rechtslage geklärt. Leibstadt darf in Betrieb gehen. Dagegen muß für Kaiseraugst, Graben und Verbois, wie auch für Rüthi und Inwil die Bedürfnisfrage geprüft werden.

Die Hoffnung aber, daß damit die Auseinandersetzungen um die Kernenergie in der Schweiz ein Ende nehmen, hat sich nicht erfüllt. Die Bemühungen wurden fortgesetzt, einen Baustopp für die in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke zu erreichen, langfristig eine Stromversorgung ohne Kernenergie zu verwirklichen und eine Bauentscheidung für Kaiseraugst und für Graben zu verhindern. Zu beiden Projekten haben die zunächst 26 und später – mit dem Jura – 27 Kantone ihre nach dem revidierten Atomgesetz erforderliche »Vernehmlassung« abgegeben. Im Verfahren Kaiseraugst im September 1980 hielten 13 Kantone den Bedarf für nachgewiesen, 2 Kantone (beide Basel) hielten den Bedarfsnachweis für nicht erbracht und 11 Kantone fühlten sich nicht imstande, Stellung zu nehmen. Im Verfahren Graben im Dezember 1980 wurde der Bedarf von 17 Kantonen bejaht, von 3 Kantonen (beide Basel und Jura) verneint und von den restlichen Kantonen offengelassen.

Ende 1980 gab es erneut Auseinandersetzungen über die mutmaßliche Entwicklung des Schweizer Elektrizitätsbedarfs bis zum Ende dieses Jahrhunderts und damit über die Frage, ob weitere Kernkraftwerke gebaut werden müssen. Die Mitglieder der nach dem Erlaß eines neuen Atomgesetzes berufenen Eidgenössischen Energiekommission sind mit ihren Bedarfsschätzungen zu unterschiedlichen Prognosen gekommen. Eine Zweidrittelmehrheit rechnet für etwa 1990 damit, daß die zur Zeit vorhandenen und im Bau befindlichen Kraftwerke den weiter wachsenden Strombedarf nicht werden decken können. Über das Ausmaß der Lücke und die Mittel, sie zu schließen, gehen die Meinungen aber auseinander.

Ein Drittel der Mitglieder hält ein bis zwei weitere Kernkraft-

werke für nötig, für die bereits seit langem die Standorte Kaiseraugst und Graben vorgesehen sind. Ein anderes Drittel meint, man könne mit einem weiteren Ausbau der Wasserkräfte, mit kombinierten Gas-/Kohlewerken und allenfalls einem Kernkraftwerk auskommen. Das letzte Drittel der Kommissionsmitglieder glaubt dagegen, daß die verfügbaren und noch im Bau befindlichen Kapazitäten, darunter auch das bald in Leibstadt am Hochrhein betriebsbereite fünfte Schweizer Kernkraftwerk, zur Bedarfsdeckung auch in zehn Jahren ausreichen können. Sie begründen das damit, daß bis jetzt in der Schweiz erst wenig für die Einsparung und die bessere Nutzung der Energie (zum Beispiel die Wärme-Kraft-Koppelung) geschehen sei und das Land 1979/80 zwar in Bedarfsspitzenzeiten Strom habe importieren müssen, im ganzen Jahr jedoch mit netto 10 Mrd kWh rund ein Viertel seiner Stromerzeugung habe exportieren können.

Diese Stellungnahme war zu erwarten, nachdem in die Kommission je sieben Kernkraftbefürworter, Kernkraftgegner und »Neutrale« berufen worden waren. Der Bericht zeigt im übrigen – und hebt hervor – wie schwierig, wenn nicht gar unmöglich es ist, einen künftigen Energiebedarf exakt »nachzuweisen«, insbesondere, wenn der Zeitpunkt fast ein Jahrzehnt entfernt ist, wie dies bei dem Zeitbedarf für Planung, Genehmigung und Bau eines Kernkraftwerks derzeit nötig ist.

Dies ist zu sehen vor dem Hintergrund der Energieversorgungslage der Schweiz, wo 1977 das Erdöl mit dem kaum sonst erreichten Anteil von 75,2% zur Energieversorgung beitrug (1980 immerhin noch 71,4%). Das im Januar 1979 vorgelegte »Schweizerische Energiekonzept« unterscheidet drei Szenarios: die eingriffslose Entwicklung, eine Energiepolitik im Rahmen der bestehenden Verfassungsgrundlagen und eine Energiepolitik auf neuen Verfassungsgrundlagen. Bis 2000 kann danach die Jahreszuwachsrate des Endenergieverbrauchs in den Grenzen zwischen 2,6% (keine Eingriffe) und 1,5% (starke Eingriffe) und die Einfuhrabhängigkeit zur Jahrhundertwende in den Grenzen zwischen 73% und 45% variiert werden. »Neue Energien« könnten im Zieljahr bis zu einem Anteil von 9% zur Versorgung beitragen. Der Einsatz der Kernenergie wird sich nach diesem Konzept sowohl zwischen 1975 und 1985 als auch zwischen 1985 und 2000 jeweils verdoppeln.

(1) Ähnlich wie Österreich und die Schweiz machte auch *Schweden* die weitere Entwicklung der Kernenergie von einer Volksabstimmung abhängig. Dort trat am 19. Juni 1979 ein Gesetz in Kraft, das die Inbetriebnahme neuer Kernkraftwerke bis zu der am 23. März 1980 angesetzten Volksabstimmung untersagt. Nach einer in Stockholm veröffentlichten Studie eines Regierungsausschusses würde die phasenweise Außerdienststellung der in Betrieb befindlichen sechs Kernreaktoren bis zum Jahre 2000 Kosten in Höhe von 70 bis 75 Milliarden Kronen (30 bis 31,5 Milliarden Mark) verursachen. Dabei ist zu bedenken, daß der Kernenergieanteil an der schwedischen Stromerzeugung besonders hoch ist. Mit 26,7 TWh erreichte er 1981 27%.

Die Auseinandersetzungen um die Kernenergie bestimmten monatelang die schwedische Innenpolitik. Zur Abstimmung standen drei »Linien«

- Linie 1, der Vorschlag der Konservativen (Finanzminister G. Bohmann) und der Industrie spricht sich für den weiteren Betrieb der sechs am Netz befindlichen Kernkraftwerke und für die Fertigstellung und Inbetriebnahme der sechs weiteren zur Betriebsaufnahme bereiten oder noch im Bau befindlichen Kernkraftwerke aus, die sämtlich nicht vor Ablauf von 25 Jahren stillgelegt werden sollen.
- Linie 2, der Vorschlag der Sozialdemokraten (Oppositionsführer O. Palme), der Liberalen (Außenminister O. Ullsten) und der Gewerkschaften geht über Linie 1 nur insofern hinaus als die Kernkraftwerke unter staatlicher und kommunaler Regie betrieben werden sollen.
- Linie 3, der Vorschlag des Zentrums (Ministerpräsident T. Fälldin) und der kommunistischen Partei (L. Werner) spricht sich für die Stillegung der bereits in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke innerhalb der nächsten zehn Jahre und für die Nichtinbetriebnahme der betriebsbereiten und im Bau befindlichen Anlagen aus.

Bei einer Wahlbeteiligung von mehr als 74,3% brachte die Volksabstimmung am 23. März 1980 ein unerwartet deutliches Ergebnis:

18,7% für die Linie 1 }
39,3% für die Linie 2 } somit 58,1% für die Kernenergie
38,6% für die Linie 3, d.h. gegen die Kernenergie
3,3% weiße Stimmzettel.

Auch hier wieder ein deutliches Indiz: im dünnbesiedelten Norden Schwedens fern allen Kernkraftwerken und allen Kernkraftvorhaben hatten die Kernkraftgegner die größten Erfolge; sie gewannen dort mehr als 50% der Stimmen. Dagegen erhielten sie in Barsebäck am Öresund, wo 1975 und 1977 Reaktoren in Betrieb genommen worden waren, nur 23,3%.

Die Regierung unter dem Kernkraftgegner T. Fälldin zog aus dem Referendum zwei Konsequenzen:

- Sie erteilte unverzüglich die Genehmigung zur Beladung der vier 900 MWe-Reaktorblöcke Forsmark 1 und 2 sowie Ringhals 3 und 4. Zugleich erklärte sie sich bereit, den betroffenen Kernkraftbetreibern die Verluste auszugleichen, die durch den abstimmungsbedingten Aufschub der Betriebsaufnahme entstanden sind.
- Sie schlug dem schwedischen Reichstag ein dann von diesem am 10. Juni 1980 beschlossenes Energiegesetz vor, das bestimmt, daß die insgesamt 12 schwedischen Kernkraftwerke (6 in Betrieb, 4 mit Betriebsgenehmigung seit der Abstimmung und 2 im Bau) bis zum Jahre 2010 abzuschalten sind. Dies geschah mit Rücksicht darauf, daß bei der Abstimmung am 23. März 1980 nur die Empfehlung eine Mehrheit gefunden hatte, die sechs laufenden Kernkraftwerke weiter zu betreiben und die sechs fertiggestellten oder im Bau befindlichen Kernkraftwerke in Betrieb zu nehmen.

Nach Auffassung von Meinungsexperten kommt dem schwedischen Referendum vom 23. März 1980 für die zukünftige Bereitschaft, Kernkraftwerke zu akzeptieren, besondere Bedeutung zu, mehr jedenfalls, als den Referenden in Österreich und der Schweiz. Die schwedische Abstimmung zeigt jedenfalls, daß ein Volk, das in seiner Mentalität eher zu einer reservierten Haltung gegenüber einer umstrittenen Technik wie der Kernenergie neigt, und das über Monate hinweg mit allen widersprüchlichen Aussagen für und gegen die Kernenergie konfron--tiert wurde, sich letztlich mit deutlicher Mehrheit für die Kernenergie entschied, übrigens mit dem bemerkenswerten Ergebnis eines deutlichen Abflauens der Kernenergie-Auseinandersetzungen, deren man offenbar überdrüssig geworden ist.

(2) Auch in den anderen nordischen Ländern gibt es Auseinandersetzungen um die Kernkraft, wenn auch nicht so ausgeprägt wie in Schweden. Der gegenwärtige Stand ist kurz der folgende:

(a) In *Dänemark* beschloß die Regierung A. Joergensen im

Januar 1980, alle für die Einführung der Kernenergie erforderlichen Gesetzesinitiativen auf unbestimmte Zeit zu vertagen. Noch im Sommer 1979 hatte die Regierung die Entscheidung darüber, ob zukünftig Kernkraftwerke gebaut werden sollen, von einer Volksabstimmung abhängig machen wollen, die frühestens Mitte 1981 hätte stattfinden sollen.

Übrigens geht in diesem Lande die Zahl der Kernenergiegegner deutlich zurück. Nach einer Meinungsbefragung im September 1980 sind die Gegner in Dänemark zwar immer noch in der Mehrheit. Im Vergleich zum Jahre vorher ist ihr Vorsprung aber von 17 auf 6 Prozentpunkte geschrumpft: nun 39% kontra, 33% pro, 9% unentschieden und 19% nicht bereit, sich zu entscheiden.

(b) In *Norwegen* legte die Regierung O. Nordli am 29. Februar 1980 ein Weißbuch vor, wonach der zuwachsende Elektrizitätsbedarf in den nächsten 20 Jahren ausschließlich durch Ausbau der Wasserkraft und durch Zubau herkömmlicher Wärmekraftwerke gedeckt werden soll, so daß Kernkraftwerke während dieser Zeit nicht erforderlich wären.

(c) Um den Anteil des Öls am Energieverbrauch zu senken, will *Finnland* an der Kernenergie festhalten, wenngleich dort Meinungsumfragen im Herbst 1979 eine eher ablehnende Haltung offenbart haben. Das finnische Parlament sprach sich im November 1979 mit 137 gegen 27 Stimmen für die weitere Nutzung der Kernenergie aus und ermächtigte damit zugleich die Regierung, den Bau weiterer Kernkraftwerke zu genehmigen.

3.2 Stromerzeugungskosten und Wettbewerbsfähigkeit der Kernenergie

3.2.1 Allgemeine Überlegungen

(1) Die vorstehend skizzierten Realisationen, Projekte und Entwicklungsaussichten sind Ausdruck des Vertrauens der Elektrizitätserzeuger in die nukleare Technik. Günstige Stromerzeugungskosten, hohe Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit sind die Vorteile, die sie sich von einem Ausbau der Kernenergieleistung versprechen.

Ist bei Investitionsvorhaben zwischen mehreren Anlagekonzepten zu entscheiden, so geben *bei wirtschaftlicher Betrachtungsweise* die *Kosten*, zu denen die zu errichtende Anlage ihre

Güter erwartungsgemäß erzeugen kann, den Ausschlag. Schon aus diesem Grunde müssen die voraussichtlichen Stromerzeugungskosten von Kernkraftwerken mit den entsprechenden Kosten solcher Kraftwerke verglichen werden, die an deren Stelle eingesetzt werden können.

Hier ist die Wahl der Alternativen enger geworden: Das Potential der Wasserkräfte kann in Deutschland, wie in fast allen westlichen Industrieländern, kaum noch ausgebaut werden. Wie an anderer Stelle dieses Buches gezeigt, wird in unseren Breiten die Sonnenenergie keine Bedeutung für die Stromerzeugung erlangen. Daher sind zunächst einmal herkömmliche Wärmekraftwerke, die Steinkohle, Braunkohle, Heizöl oder Erdgas unterfeuern, die einzige Alternative zu Kernkraftwerken. In weitergehender Vereinfachung scheiden zumeist auch Braunkohle und Erdgas aus, da diese beiden Primärenergien auf Sicht nur in begrenzten Mengen für die Verstromung zur Verfügung stehen, die Ausbaupläne für solche Kraftwerke daher vornehmlich durch die im Zeitablauf verfügbaren Mengen bestimmt werden (siehe weiter unten). Wegen der gewachsenen Schwierigkeiten bei der Versorgung mit Mineralöl und der zeitweiligen Absatzprobleme für die heimische Steinkohle macht schließlich das Dritte Verstromungsgesetz vom 13. Dezember 1974 den Bau von Heizöl- und Erdgaskraftwerken genehmigungsbedürftig; ausdrücklich wird festgestellt, daß das Erdgas anderen Verbrauchsbereichen vorbehalten werden soll.

(2) Bei dieser Lage werden nur noch Steinkohle und Kernenergie als nicht nur in begrenzten Mengen zur Verfügung stehende Primärenergien für die Stromerzeugung eingesetzt werden können. Das darf uns aber nicht daran hindern, im Rahmen von Kosten- und Wirtschaftlichkeitsvergleichen auch Braunkohle-, Erdgas- und Heizölkraftwerke zu berücksichtigen, und sei es auch nur deshalb, weil eine Orientierung an den Kosten oberste Maxime bei allen Investitionsentscheidungen sein sollte.

(3) Hier einige Bemerkungen zur Braunkohle und zum Erdgas.

(a) Ende 1980 erreichten die in der Bundesrepublik betriebenen *Braunkohle-* (und Torf-)*kraftwerke* eine Engpaßleistung von 13980 MWe, das sind 16,0% der Engpaßleistung aller Kraftwerke. Die Braunkohlekraftwerke verbrauchten 1980 insgesamt 121,3 Mio t Braunkohle (einschließlich Schwelkoks und Hartbraunkohle) – dies entspricht 32,8 Mio t SKE – und trugen

mit 92,2 Mrd kWh oder 24,8% zur deutschen Elektrizitätserzeugung bei.

Der Ausbau des östlich von Düren gelegenen *Tagebaus Hambach*[19] wird, wenn man den gegenwärtigen Planungen folgt, gestatten, eine Ersatzleistung von maximal 3000 MWe in

Übersicht 90: Eckdaten der deutschen Braunkohlenwirtschaft

	1960	1979	1960 bis 1979 %/a	1990[c]
Braunkohleförderung				
in Mio t Rohbraunkohle	96,1	130,6[e]	+1,6	–
in Mio t SKE	26,3	36,7	+1,8	35,4
in % d. PEV[a]	13,8	8,9	–	6,7
davon aus den Revieren				
Köln/Aachen	84,7%	89,0%	–	–
Helmstedt	7,0%	3,4%	–	–
Hessen	3,9%	2,2%	–	–
Bayern	4,4%	5,4%	–	–
Verwendung d. Aufkommens				
Einsatz in Brikettfabriken	32,6%	8,6%	− 5,3	–
Einsatz f. andere Zwecke[b]	14,2%	3,2%	− 6,0	–
Grubenselbstverbrauch	2,6%	1,2%	–	–
Absatz an öff. El-Werke	44,0%	83,9%[f]	+ 5,1	34,0[d]
übriger Absatz	6,6%	3,1%	− 2,3	–
insgesamt	100	100	+ 1,6	–

[a] Primärenergieverbrauch
[b] für die Erzeugung von Schwelkoks, Staub- u. Trockenkohle und Dampf
[c] Vorausschätzungen der Energieinstitute zur Zweiten Fortschreibung von 1977 (Basisfall)
[d] Mio t SKE gemäß den Vorausschätzungen der Energieinstitute (Basisfall) von 1977; danach wird die Braunkohle 1990 mit 16,6% zur Stromerzeugung beitragen
[e] 1980: 129,9 Mio t   [f] 1980: 83,5%

[19] Der Gesamtbraunkohlenvorrat im Gebiet zwischen Köln und Aachen wird auf etwa 55 Mrd t veranschlagt. Das sind 98% aller Braunkohlevorräte der Bundesrepublik. Von diesen 55 Mrd t sind bei dem heutigen Energiepreisniveau etwa 35 Mrd t wirtschaftlich gewinnbar. Das ist ein Vorrat, der noch 300 Jahre erlauben wird, die heutige Förderung aufrecht zu erhalten.

Übersicht 91: Eckdaten der deutschen Gaswirtschaft

	1968	1979	1968 bis 1979 %/a	1990
Gasaufkommen				
in Mrd.Nm[2][a]	35,54	85,53	+ 8,3	–
in Mrd.kWh	348,0	835,7		–
in Mio t SKE	42,8	102,8		
davon Gas aus Kohle	42,1%	14,4%	– 2,8	–
Naturgas (Erdgas)[b]	23,0%	72,2%	+20,0	89,5[g]
Gas aus Minölprod.	28,8%	12,5%	+ 0,4	–
Gruben- u. Klärgas	1,1%	0,9%	+ 6	–
insgesamt	100%	100%		
Gasaufkommen in % d. PEV[c]	14,8%	25,0%	–	–
Erdgasaufkommen im besond.				
heimisches Aufkommen[d]	82 %	34%	0	–
Erdgasimporte	18 %	66%	+ 22	–
davon aus d. Niederlanden	18 %	38%	+ 16	30 %
aus d. UdSSR	–	16%	–	13 %
aus Norwegen	–	12%	–	13 %
aus Algerien (?)	–	–	–	11 %
aus d. Iran (?)	–	–	–	8 %
insgesamt	100%	100%[i,k]		
Erdgasverbrauch in % d. PEV[c]	3,1%	16,0%	–	21,2%[h]
Gasverbrauch[e]				
in Mrd.Nm[3][a]	29,11	77,3	+ 9,2	
in Mrd.kWh	286	755		–
in Mio t SKE	35,2	92,8		–
davon Industrie	72,7%	50,3	+ 5,6	–
Kraftwerke[f]	11,6%	24,8	+ 17	–
Haushalte	11,2%	16,6	+ 13	–
sonst. Abnehmer	4,5%	8,3	+ 16	–
insgesamt	100	100	–	–

[a] »Normkubikmeter« zu 35,1691 MJ (Ho)
[b] einschl. Erdölgas
[c] Primärenergieverbrauch
[d] überwiegend (68 % in 1978) aus Vorkommen zwischen Weser und Ems

Betrieb zu nehmen. Es bleibt aber offen und soll hier nicht erörtert werden, ob nicht ein wesentlicher Teil der in diesem Feld geförderten Braunkohle zur Veredelung – Vergasung oder Verflüssigung – eingesetzt werden wird. Das Vorkommen Hambach verfügt über 2,4 Mrd t abbauwürdiger Braunkohle. Die Förderung wird im Jahre 1983 aufgenommen werden und im Endausbau – um 1995 – etwa 50 Mio t jährlich erreichen. (1 t rheinische Braunkohle entspricht etwa 0,27 t SKE).

Einzeldaten zur Braunkohlelage siehe Übersicht 90. Bemerkenswert ist der zunehmende und inzwischen recht hohe Verstromungsanteil der geförderten Rohbraunkohle. Der Anteil der Braunkohle an der deutschen Stromerzeugung, der 1980 25,4% erreichte, wird nach den Vorausschätzungen der Energieinstitute von 1977 (Basisfall) bis 1990 auf 16,6% zurückgehen.

(b) Den Verbrauchern in der Bundesrepublik stehen praktisch fünf Möglichkeiten zum Bezug von *Erdgas* offen: aus inländischer Förderung, Importe aus den Niederlanden und aus der Sowjetunion[20], Nordseegas und Flüssiggas aus Nordafrika

[20] Im Rahmen eines im November 1975 abgeschlossenen Dreieck-Abkommens sollen zwischen 1981 und 2003 jährlich 13 Mrd m³ iranisches Erdgas zur Hälfte an die deutsche Ruhrgas AG, zu einem Drittel an Gaz de France und zu

---

[e] das entspricht 90% des Gesamtaufkommens

[f] ganz überwiegend Erdgas und Erdölgas (91% in 1979)

[g] Mio t SKE – Vorausschätzungen der Energieinstitute zur Zweiten Fortschreibung von 1977 (Basisfall); davon 21,2 Mio t SKE (24%) zur Stromerzeugung; 1990 wird das Erdgas mit etwa 10% zur deutschen Stromerzeugung beitragen.

[h] Energieinstitute 1977, Basisfall

[i] 1980 wie 1979: 66,7 Mio t SKE, davon

heimisch	31%
aus d. Niederl.	37%
aus d. UdSSR	17%
aus Norwegen	15%
	100%

1980 wurde 16,5% der Primärenergie als Erdgas verbraucht.

[k] Unter der Annahme eines Aufkommens und Verbrauchs von 90 Mio t SKE (Prognose der Energieinstitute) vertraglich für dieses Jahr gesicherte, aber zu einem Teil inzwischen infragegestellte (Iran) Versorgung des deutschen Marktes. Nach der langfristigen Vorausschau der Entwicklung der Energieversorgung der EG vom März 1981 wird für die Bundesrepublik Deutschland mit folgenden Erdgas-Versorgungsdaten gerechnet:

	1985	1990
Aufkommen in Mio t SKE	87	90
Anteil am Primärenergieverbrauch	18,9%	17,7%
Anteil der heimischen Versorgung	22 %	21 %
Anteil der Einfuhren	78 %	79 %

und dem Nahen Osten. Wie in den Niederlanden war zunächst die Elektrizitätswirtschaft Hauptabnehmer von Erdgas. Inzwischen sind aber andere, vornehmlich industrielle Abnehmer auf den Plan getreten, die höhere Preise zahlen können, so daß diese Primärenergie für den weiteren Ausbau der Elektrizitätserzeugung nur noch beschränkt verfügbar sein wird.

Einzeldaten zur *deutschen Gaswirtschaft* sind aus Übersicht 91 abzulesen. Für die Vergangenheit signifikant ist die stetige Verdrängung des Kohlegases durch Naturgas (Erdgas). Zukünftig wird der Erdgasanteil an der deutschen Stromerzeugung von 18,7% in 1979 auf etwa 10% in 1990 zurückgehen, so jedenfalls die Vorausschätzungen der Energieinstitute (Basisfall) zur Zweiten Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung vom Dezember 1977.

Aufgrund der Entwicklung seit Beginn des Jahres 1979 ist weniger die weltweite Verfügbarkeit[20a] und die Möglichkeit der

einem Sechstel an die Österreichische Mineralöl-Verarbeitung AG über eine Erdgasleitung vom Kaspischen Meer (Astara) durch die Sowjetunion und die Tschechoslowakei zur Grenzstation Waidhausen geliefert werden. Nach einer Erklärung des iranischen Finanzministers Ali Ardalan vom 28. September 1979 in Wien ist dieses Projekt derzeit »auf Eis gelegt«. Es werde wahrscheinlich später wieder aufgegriffen werden. Nach dem ergebnislosen Abbruch der vierten Verhandlungsrunde zwischen der Sowjetunion und dem Iran über die Lieferung iranischen Erdgases erklärte im März 1980 der damals noch amtierende iranische Ölminister Ali Akbar Moinfar, die Verhandlungen seien abgebrochen worden, weil „die Sowjets darauf beharrten, uns ihre Vorschläge aufzuzwingen".

Aufgrund abgeschlossener Verträge und als realisierbar angesehener neuer Importprojekte wurde 1978 damit gerechnet, daß – unter Einschluß der deutschen Förderung – im Jahre 1990 etwa 90 Mio t SKE Erdgas zur Verfügung stehen, und zwar in der folgenden möglichen Aufteilung nach Herkunftsländern:

deutsche Förderung	24–26%
Niederlande	32–36%
Norwegen	15–18%
UdSSR	12–13%
Iran	6– 7%
Algerien	bis 11%

Ungeachtet der Entwicklung im Iran gilt die Erdgasversorgung auch über das Jahr 1985 hinaus als gesichert, vorausgesetzt, daß die Erdgasnachfrage nicht durch einen unvorhersehbaren Rückgang der Öleinfuhren hochschnellt.

[20a] Welt-Erdgasreserven: 74980 Mrd m³; Welterdgasförderung (Nettoförderung) 1980: 1617 Mrd m³ (rd. 1850 Mrd t SKE; d. i. ca. 18,5% des Weltaufkommens der Primärenergie); regionale Verteilung der Förderung – in Klammern jeweilige Reichweite (Reserven dividiert durch Jahresförderung): Westeuropa 12,2% (22), Afrika 1,9% (191), Nahost 2,4% (556), Nordamerika 40,2% (70), Ferner Osten u. Australien 2,9% (78), »westliche Welt« insgesamt 63,6% (46); VR China 6,1% (7), COMECON 30,3% (54) – Quelle: ESSO.

Absicherung durch langfristige Bezugsverträge für die zukünftige Versorgung der Bundesrepublik Deutschland mit Erdgas limitierend, als vielmehr die Höhe der von den Erdgasexporteuren, vor allem in den Niederlanden, geforderten Preise. Die Exporteure sind bestrebt, ihre Preise den Rohölpreisen anzugleichen oder weitgehend anzunähern. Der durchschnittliche Einfuhrpreis für Erdgas in DPfg/Nm³ hat sich nach den Feststellungen des Statistischen Bundesamtes in den letzten Jahren wie folgt entwickelt:

1973	4,28	1977	11,27
1974	5,21	1978	13,74
1975	8,28	1979	13,30
1976	9,71	1980	19,62

Nach den im Jahre 1979 mit den Niederlanden getroffenen Preisvereinbarungen ist damit zu rechnen, daß dieser Preis ab Oktober 1981 eine Größenordnung von 35 bis 40 DPfg/Nm³ (290 bis 330 DM/t SKE) erreicht. Aus Preis- und Kostengründen schiede damit Erdgas für einen Einsatz zur Stromerzeugung in der Grundlast weitgehend aus (vgl. S. 282/83).

3.2.2 Verzerrungen der Wettbewerbsbedingungen mit Auswirkungen auf die Elektrizitätswirtschaft

Unabhängig von der Begrenzung der Vorkommen von Braunkohle oder den bestehenden gesetzlichen Verwendungsbeschränkungen für Heizöl und Erdgas, wird sich ein Elektrizitätserzeuger in der Regel dann für den Bau eines Kernkraftwerks entscheiden, wenn dessen voraussichtliche Stromerzeugungskosten niedriger sind als diejenigen eines stattdessen in Betracht gezogenen herkömmlichen Wärmekraftwerks. Derartige Investitionsentscheidungen basieren auf den betriebsindividuellen Kostenvorausschätzungen des planenden Versorgungsunternehmens. Dieses wird eine optimale, d.h. die kostengünstigste Lösung anstreben. Die derart determinierte Investitionsentscheidung ist aber nicht notwendig auch nach volkswirtschaftlichen Maßstäben optimal. Abweichungen zwischen dem betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Optimum werden in erster Linie verursacht durch Verfälschungen oder Verzerrungen der Wettbewerbsbedingungen, die auf zwei Gruppen von hoheitlichen Regelungen oder Maßnahmen zurückgeführt werden können:

- solche, die den Zugang zu einem Brennstoff begrenzen, dessen Verwendung vorwegbestimmen oder dessen Einsatzkosten verfälschen; im Extrem kann dies durch eine Ordnungspolitik geschehen, die eine sehr weitreichende Investitionslenkung ohne Rücksicht auf Kostenminimierung einschließt; Ansätze zu einer solchen Politik sind in Deutschland nicht zu übersehen;
- solche, die für die Elektrizitätswirtschaft die Finanzierungsbedingungen oder die Belastungen mit Steuern oder Abgaben abweichend von den übrigen volkswirtschaftlich fixieren.

In der Bundesrepublik Deutschland sind der ersten Gruppe vor allem die Kontingentierung und Lizenzierung der Steinkohleneinfuhren, die Steuer auf schweres Heizöl und die mannigfaltigen direkten und indirekten Beihilfen für den Steinkohlenbergbau, eingeschlossen die Verstromungshilfen, die bereits erwähnten Beschränkungen des Baus von Heizöl- und Erdgaskraftwerken zuzurechnen, ferner in diese Reihe gehört auch der zwar privatrechtliche, jedoch nicht ohne hoheitliche Einwirkung zustandegekommene »Jahrhundert-Vertrag« zwischen dem Steinkohlenbergbau und der Elektrizitätswirtschaft, wie auch die Politik des Landes Nordrhein-Westfalen, wegen des Vorranges der Kohle Anträge auf Genehmigung von Kernkraftwerken nicht zu bearbeiten, wenn man einmal von der jüngst erklärten Bereitschaft für das Kraftwerksprojekt Hamm absieht. In Frankreich, Belgien und Großbritannien bestehen Regelungen und Maßnahmen mit ähnlicher Wirkung.

Die zweite Gruppe von Wettbewerbsverfälschungen wirkt sich insbesondere im internationalen Rahmen aus. Erwähnt seien die den staatlichen Elektrizitätserzeugern in Großbritannien, Frankreich und Italien gewährten Finanzierungsvorteile und Ertragssteuerbefreiungen. Diese Begünstigungen haben beispielsweise zur Folge, daß die Stromerzeugungskosten eines am Oberrhein errichteten Kernkraftwerks im Elsaß um 10 bis 15% niedriger liegen als diejenigen eines gleichen, zu demselben Preis gebauten und unter den gleichen Bedingungen betriebenen Kraftwerks auf der anderen Rheinseite in Baden. Internationale Kostenstrukturvergleiche sind daher recht schwierig.

Die Wirtschaftspolitik sollte anstreben, Wettbewerbsverfälschungen abzubauen, soweit dies unter Berücksichtigung der Belange der Raumordnungs- und Sozialpolitik (Ruhrgebiet) und der Erfordernisse einer sicheren Energieversorgung möglich ist. Nur auf diese Weise kann gewährleistet werden, daß die Produktionsmittel rationell eingesetzt werden. Im Bereich der

Energiewirtschaft und besonders im Bereich der Elektrizitätswirtschaft sind wir von einem solchen Zustand aber weit entfernt. Das Maß der Verzerrungen der Wettbewerbsbedingungen nimmt hier eher zu als ab.

Gleichwohl gilt: wohl auch unter jedem anderen vernünftigerweise vorstellbaren Wettbewerbsregime würde die aus Kernenergie gewonnene Elektrizität kostenmäßig ähnlich günstig liegen. Dies zeigt schon die Tatsache, daß keine industrielle Region der Welt darauf verzichtet, die Kernenergie wegen ihrer Kostenvorteile zu entwickeln.

3.2.3 Formeln für die Ermittlung der Stromerzeugungskosten von Kernkraftwerken

Wie bereits betont wurde, stützen sich die Entscheidungen der Elektrizitätswirtschaft zum Ausbau ihrer Stromerzeugung vornehmlich auf Schätzungen der voraussichtlichen Stromerzeugungskosten alternativer Kraftwerksprojekte oder sollten dies zumindest tun. Das gilt wenigstens für die Vergangenheit. In den letzten Jahren sind andere Kriterien hinzugetreten, so insbesondere die Sicherung der Beschäftigung im deutschen Steinkohlenbergbau, die Umweltfreundlichkeit und die angesichts des Widerstandes gegen die Kernenergie umfassend gestellte Frage, ob Vorhaben für den Bau von nuklearen Anlagen auch durchgesetzt werden können. Diese politischen Vorgaben haben das Kriterium der Minimierung der Stromerzeugungskosten vollkommen in den Hintergrund gedrängt, mit dem Ergebnis, daß Kernenergiegegner das Kostenargument als quantité négligeable abzutun pflegen. Sie verkennen dabei die Bedeutung der Stromerzeugungskosten für die Erhaltung der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit der Bundesrepublik, insbesondere die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie. Auf diese Fragen wird noch eingegangen werden.

Die wesentlichen Elemente, die die Stromerzeugungskosten sowohl von Kernkraftwerken als auch von herkömmlichen Wärmekraftwerken bestimmen, lassen sich in einer einfachen Formel zusammenfassen:

$$k = \frac{A \cdot \alpha}{100\ h} + z + u$$

Hierin sind:

k, k_i die Stromerzeugungskosten in DPfg/kWh (im Jahre i);

A die spezifischen Brutto-Anlagekosten in DM/kWe (netto) per Betriebsbeginn;

α der jährliche Kapitaldienst (die Annuität) in %/a;

h, h_i die Zahl der Vollastbenutzungsstunden im Jahre i;

z, z_i die Brennstoff-(Kreislauf-)Kosten in DPfg/kWh (im Jahre i);

u, u_i die Betriebs- und Unterhaltungskosten in DPfg/kWh (im Jahre i).

Die so ermittelten Stromgestehungskosten eines Kraftwerks gelten allerdings nur für das jeweilige Jahr i. Brennstoff- und Betriebskosten werden im Laufe der Jahre ansteigen. Bei genauerer Rechnung müßten zudem auch die nach Betriebsende anfallenden Kosten berücksichtigt werden.

Für einen Vergleich der Wirtschaftlichkeit verschiedener in Betracht gezogener Kraftwerkszubauten reicht nicht aus, die Stromerzeugungskosten eines einzelnen Betriebsjahres einander gegenüberzustellen. Hierzu muß die Kostenentwicklung während der gesamten Betriebszeit erfaßt und verglichen werden. Für einen solchen Vergleich geeignete spezifische Kosten ergeben sich durch Abzinsung aller während der Bau-, Betriebs- und Stilliegezeit anfallenden Einzelkosten auf einen einheitlichen Bezugszeitpunkt und Division durch die ebenfalls abgezinste Stromerzeugung aller Betriebsjahre. Wenn man in vereinfachter Rechnung mit einem einheitlichen Zinssatz, d.h. gleichen Verteuerungsraten für sämtliche Kostenarten rechnet, ergibt sich die folgende Kalkulationsformel:

$$k = \frac{\Sigma K_i (1 + r)^{\pm i}}{\Sigma n_i (1 + r)^{\pm i}}$$

Hierin ist:

k der Gegenwartswert der durchschnittlichen Stromerzeugungskosten je kWh während der Gesamtbetriebszeit des Kraftwerks;

K_i die Summe der im Jahre i anfallenden Gesamtkosten; Anlagekosten fallen in erster Linie während der Bauzeit an, die übrigen, vor allem die Brennstoff-, Betriebs- und Unterhaltungskosten, während der Betriebszeit; danach die Stillegungskosten;

n_i die Gesamtzahl der im Jahre i erzeugten Kilowattstunden;

r der Zinssatz; unter der Hypothese eines konstanten Preisniveaus kann mit einem Realzinssatz, d.h. einem Nominalzinssatz abzüglich Preiserhöhungsrate gerechnet werden.

3.2.4 Die Zäsur im Jahr 1975

In der nachfolgenden Darstellung der Ergebnisse von Untersuchungen über die Stromerzeugungskosten deutscher Kernkraftwerke und Kernkraftvorhaben insbesondere auch im Vergleich zu den Stromerzeugungskosten herkömmlicher Wärmekraftwerke und -vorhaben wird zunächst der Ende 1975 erreichte Status wiedergegeben und – daran anknüpfend – die seitherige Entwicklung aufgezeigt. Diese Unterscheidung wurde vorgenommen, weil bis etwa 1975 noch Kernkraftaufträge in Deutschland erteilt wurden und deshalb durch verbindliche Angebote abgesicherte Kostenangaben zur Verfügung stehen. Obgleich mehrere wohlfundierte Kostengutachten vorliegen, kann die neuere Kostenentwicklung nur abgeschätzt werden. Jüngere Kostenangaben sind zudem in besonderem Maße unsicher, weil wichtige kostenbestimmende Parameter von politischen Entscheidungen abhängen. Das gilt nicht nur für die »Entsorgung«, sondern auch für die Aufwendungen zur Reaktorsicherheit, für die Vorsorge zur unschädlichen Stillegung und vieles andere auf der Kernenergieseite, aber auch für die Entwicklung der Preise für fossile Brennstoffe oder die Maßnahmen zur Entschwefelung der Rauchgase auf der Seite der herkömmlichen Wärme-Kraftwerke, ganz zu schweigen von den Unsicherheiten, die der keineswegs voraussehbare Ablauf der Genehmigungsverfahren für die Kosten sowohl der nuklearen als auch der herkömmlichen Kraftwerke mit sich bringt.

3.2.5 Kosten- und Wettbewerbslage der Kernenergie Ende 1975

Übersicht 92 nennt spezifische Kenndaten der Stromerzeugungskosten von Kraftwerken, die in der Bundesrepublik Deutschland Ende 1975 in Betrieb gingen. Die Angaben beruhen hauptsächlich auf einer von der Kernforschungsanlage Jülich (Th. Bohn et al.) durchgeführten Studie[21]. Die Ergebnisse

[21] Th. Bohn, P. Eich, U. Hansen und B. Jehle, Künftige Stromgestehungskosten von Großkraftwerken, Jül – Spez, 2. Nov. 1977

Übersicht 92: Stromerzeugungskosten und ihre Elemente für 1975 in der Bundesrepublik in Betrieb gegangene Kraftwerke

Elemente	Einheit	Steinkohle-kraftwerk[a]	Braunkohle-kraftwerk	Heizöl-kraftwerk	Erdgas-kraftwerk	Kern-kraftwerk
Nettoleistung	MWe	2×605	2×570	2×600	2×600	1230
spez. Anlagenabschlußpreis	DM/kWe	450	540	420	400	550
spez. Bruttoanlagekosten (A)	DM/kWe	770	930	680	650	1070
Kapitaldienst (α)	%/a	14,56	14,56	14,56	14,56	14,56
Brennstoffpreis frei Kraftwerk	DM/t SKE	135	59	132[b]	132	–
spez. Wärmeverbrauch	kcal/kWh	2180	2500	2120	2100	
Struktur der Stromerzeugungskosten bei 5000 h/a						
Kapitalkosten	Dpf/kWh	2,25	2,70	1,98	1,89	3,12
Brennstoff-(Kreislauf) Kosten (z)	Dpf/kWh	4,69	2,24	4,48	4,46	1,00
Betrieb und Unterhaltung (u)	Dpf/kWh	0,64	0,82	0,57	0,57	1,03[c]
Stromerzeugungskosten (k) bei 3000 h/a	DPfg/kWh	9,74	8,11	8,89	8,73	7,91
5000 h/a	DPfg/kWh	7,58	5,73	7,03	6,92	5,15
6500 h/a	DPfg/kWh	6,78	4,79	6,23	6,16	4,07

[a] ohne Rauchgasentschwefelung [b] 185 DM/t Heizöl [c] einschl. Stillegungsrücklage

dieser Übersicht lassen sich auch in anderer Weise interpretieren: Um Elektrizität zu den gleichen Kosten erzeugen zu können wie ein Kernkraftwerk mit einer Leistung von 1230 MWe, müßte der Brennstoffpreis frei Kraftwerk den in Übersicht 93 genannten Beträgen entsprechen. Tatsächlich mußte zu jener Zeit frei Kraftwerk 135 DM/t für heimische Steinkohle und – einschl. Steuer – 185 DM/t (132 DM/t SKE) für schweres Heizöl gezahlt werden.

Übersicht 93: Brennstoffpreise frei Kraftwerk um mit einem LWR-Kernkraftwerk kostengleich zu sein.

	Steinkohlekraftwerk von 2×605 MWe		Heizölkraftwerk von 2×600 MWe	
	DM/GJ[a]	DM/t SKE	DM/GJ[a]	DM/t[b]
bei 3000 h/a	2,61	77	3,40	140
bei 5000 h/a	1,95	57	2,39	98
bei 7000 h/a	1,68	49	1,76	72

[a] 1 GJ = 0,239 Gcal = 34,1 · 10^{-3} t SKE; 1 kg SKE = 7000 kcal
[b] 9800 kcal/kg

Zu den in Übersicht 92 aufgeführten Kenndaten und Kostenelementen ist zu bemerken:

(1) Nettoleistung

Kernkraftwerke sind mit wachsender Blockleistung in ihren Anlagekosten stärker degressiv als herkömmliche Wärmekraftwerke. Damals wurden solche Kraftwerke bereits mit Leistungen von 1200 bis 1300 MWe vergeben (Unterweser, Biblis B); bei herkömmlichen Wärmekraftwerken lagen die entsprechenden Leistungen noch bei 600 MWe.

Diese Erhöhung der Blockgröße von Kernkraftwerken war geboten, um der Steigerung der spezifischen Angebotspreise wenigstens teilweise entgegenzuwirken. Tatsächlich haben sich die Angebotspreise für Kernkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland zwischen 1967 (Aufträge für Stade und Würgassen) und etwa 1970/71 (Inbetriebnahme 1975; Annahmen Bohn et al.) trotz gleichzeitiger Verdoppelung der Blockgrößen um 20% erhöht. Wäre man bei den 1967 in Auftrag gegebenen Blockleistungen von 600 bis 700 MWe stehengeblieben, so hätte sich eine noch wesentlich empfindlichere Verteuerung ergeben.

Diese Erhöhung der spezifischen Angebotspreise für Kernkraftwerke nicht nur bis 1975 (Inbetriebnahme) sondern – in viel stärkerem Maße – bis zur Gegenwart erklärt sich nicht allein aus der zwischen diesen Jahren registrierten Erhöhung der Lohnkosten und der Materialpreise. Es wirken sich auch die verstärkten Forderungen in bezug auf die Reaktorsicherheit, der generelle Übergang von der Durchlaufkühlung zur nassen Rückkühlung und wohl auch die Tatsache aus, daß die Preise von 1967 Markteinführungspreise waren, die für die Reaktorbauunternehmen im Ergebnis zu nicht unerheblichen Verlusten führten.

(2) Vollaststundenzahl

1976 (1975 lagen außergewöhnliche Verhältnisse vor) erreichte die Gesamtstromerzeugung eine durchschnittliche Ausnutzungsdauer von 4365 Stunden, die für die einzelnen in Übersicht 92 genannten Kraftwerksarten wie folgt differierte:

Steinkohle (einschl. Mischfeuerung)	4026 h
Braunkohle	6990 h
Heizöl	1925 h
Gas	3937 h
Kernenergie (1975: 6238 h)	5618 h

Um die Gesamtkosten der Stromerzeugung zu minimieren, werden die Kraftwerke bei der Lastverteilung, beginnend mit der Grundlast entsprechend der Höhe ihrer variablen Kosten zugeschaltet. Die Deckung der Grundlast sollte daher den Kraftwerken mit niedrigen variablen Kosten vorbehalten bleiben, d.s. die Laufwasserkraftwerke, die Braunkohlenkraftwerke und die Kernkraftwerke, während sich die herkömmlichen Wärmekraftwerke, vor allem Steinkohlenkraftwerke mit hohen variablen Kosten, für die Deckung der Mittel- und Spitzenlast eignen. Deswegen ist bei der Planung neuer Kraftwerke zu prüfen, wie sich dadurch die Auslastung – die Vollaststundenzahl – der bereits in Betrieb befindlichen Kraftwerke ändert und wie sich diese Änderungen kosten- und erlösmäßig auswirken. Keinesfalls dürfen die Stromerzeugungskosten von Kraftwerken unterschiedlicher Benutzungszeit miteinander verglichen werden. Deshalb wurden im unteren Teil der Übersicht 92 die bei jeweils gleicher Vollaststundenzahl entstehenden Stromerzeugungskosten verschiedener Kraftwerktypen zeilenweise nebeneinandergestellt.

Hierzu auch eine Bemerkung, die wegen ihrer akuten Bedeu-

tung auf die zur Zeit gegebenen Verhältnisse abstellt. Ende 1979 erreichte die deutsche Kraftwerksleistung 87,7 GW. Nach einer Untersuchung des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) in Berlin vom 14. Juni 1979[22] muß diese Leistung bis 1990 auf 109 bis 116 GW erhöht werden. Ende 1979 hatten Grundlastanlagen (Laufwasser, Braunkohle und Kernenergie) einen Anteil von 30% an der Gesamtleistung. Je nach der bis 1990 erreichten Kernenergieleistung – bei ungestörtem Ausbau 32 bis 36 GW – steigt der Anteil der Grundlastkraftwerke bis dahin auf günstigstenfalls 48%. Aus der Stromabnahmestruktur ergibt sich aber, daß, solange nicht wenigstens 50% Grundlastanteil erreicht sind, *Grundlast*anlagen *zugebaut* werden müssen[22a]. Entgegen weit verbreiteter Auffassung werden zusätzliche Mittellastkraftwerke bis auf weiteres nicht benötigt. Aus diesem Grunde bezieht sich der Kostenvergleich auf die Grundlast – ganz unabhängig von der Feststellung, daß nach den zu Rate gezogenen Gutachten die Kernenergie auch im Mittellastbereich, jedenfalls oberhalb von 4000 h/a – kostenmäßig im Vorteil ist.

(3) Spezifische Anlagekosten

Der spezifische Anlageabschlußpreis umfaßt bei Kernkraftwerken den Reaktor einschließlich Primärkreislauf, Wärmeaustauscher, Moderatorsubstanz, Kühlwasserversorgung, Turbogeneratorsatz und Transformatoranlage, nicht aber die erste Brennstoffladung und die Brennstoffreserven. Zu den in Übersicht 92 darunter angegebenen Brutto-Anlagekosten gehören auch die Aufwendungen des Bauherrn, die Zinsen und Steuern während der Bauzeit und die in dieser Zeit zu erwartenden Preiserhöhungen aufgrund der vertraglich vereinbarten Preisgleitklauseln. Der Gesamtzuschlag macht bei herkömmlichen Kraftwerken ca. 58%, bei Kernkraftwerken nur etwa 51% aus. Eine Aufgliederung der Brutto-Anlagekosten eines Leichtwasser-Kraftwerks gibt Übersicht 94.

[22] »Möglichkeiten der künftigen Strombedarfsdeckung in der Bundesrepublik Deutschland«, DIW-Wochenbericht 24/79 vom 14. Juni 1979

[22a] Der Vorstandsvorsitzende der VDEW H. Boeck teilte am 1. Juni 1981 in Bonn mit, daß 1980 für die öffentliche Versorgung 11000 MWe Grundlast gefehlt hätten. Der deshalb erforderlich gewordene Einsatz von Mittellastkraftwerken hätte die Verbraucher in diesem Jahre mit 3 Mrd DM mehr belastet.

Übersicht 94: Repräsentative Aufgliederung der Brutto-Anlagekosten eines »schlüsselfertig« gelieferten Leichtwasser-Kraftwerks mit einer Leistung zwischen 900 und 1300 MWe

<table>
<tr><th></th><th>PWR
%</th><th>BWR
%</th></tr>
<tr><td>nuklearer Teil</td><td>17,2</td><td>15,2</td></tr>
<tr><td>Turbo-Generator</td><td>16,5</td><td>18,5</td></tr>
<tr><td>elektrische Ausstattung einschl. Instrumentierung und Kontrolle</td><td colspan="2">8,6</td></tr>
<tr><td>Bauarbeiten</td><td colspan="2">13,2</td></tr>
<tr><td>Hilfsanlagen</td><td colspan="2">2,5</td></tr>
<tr><td>Generalunkosten</td><td colspan="2">8,0</td></tr>
<tr><td>Direkte Kosten insgesamt</td><td colspan="2">66</td></tr>
<tr><td>Leistungen des Bauherrn</td><td colspan="2">4</td></tr>
<tr><td>Steuern und Abgaben</td><td colspan="2">14</td></tr>
<tr><td>Preiserhöhungen während der Bauzeit</td><td colspan="2">14</td></tr>
<tr><td>Unvorhergesehenes</td><td colspan="2">2</td></tr>
<tr><td>insgesamt</td><td colspan="2">100</td></tr>
</table>

Quelle: Generalbericht der Sektion III auf dem 5. FORATOM-Kongreß[23] im Oktober 1973. atomwirtschaft (Januar 1974), S. 45.

(4) Kapitaldienst

In den Kalkulationen ist ein jährlicher Kapitaldienst von 14,56% für herkömmliche Kraftwerke und Kernkraftwerke angesetzt. Durch diesen Kapitaldienst werden abgegolten:

- eine Abschreibung des Anlagevermögens entsprechend einer steuerlichen Lebensdauer der Anlage von siebzehn Jahren;
- Zinsen in Höhe von 8%/a;
- kalkulatorische Steuern – Vermögenssteuer, Grundsteuer, Gewerbekapitalsteuer, Körperschaftsteuer und Gewerbeertragssteuer zuzüglich Anlagenversicherung, Spesen und ähnli-

[23] Das Europäische Atomforum FORATOM ist die 1960 gegründete Dachorganisation der fünfzehn Atomforen, gemeinnützigen Vereinigungen zur Förderung der friedlichen Nutzung der Kernenergie, in denen Politik, Verwaltung, Wirtschaft und Wissenschaft vertreten sind. Mitglieder von FORATOM sind insbesondere das Deutsche Atomforum e. V., das British Nuclear Forum (BNF), das Forum Atómique Français (FAF), früher die Association Technique pour l'Energie Nucléaire (ATEN-Frankreich), das Forum Italiano dell'Energia Nucleare (FIEN), das Forum Atomico Español (FAE), die Schweizerische Vereinigung für Atomenergie (SVA) und das Österreichische Atomforum.

che Kosten – in Höhe von 3,6%/a, bezogen auf den jeweiligen Wert des Anlagekapitals;

- eine Versicherungsprämie von 2,6%/a bei herkömmlichen Kraftwerken und von 1,0%/a bei Kernkraftwerken.

Die Tatsache, daß die entsprechenden Annuitäten für die britischen, französischen und italienischen Kernkraftprojekte unter 10%/a liegen, zeigt, daß die deutsche Kernenergieentwicklung durch die für die deutsche Elektrizitätswirtschaft geltenden privatwirtschaftlichen Finanzierungsbedingungen und Steuern im Vergleich zu den Elektrizitätsversorgungsunternehmen der westlichen Nachbarländer pönalisiert wird.

(5) Brennstoffpreise für Wärmekraftwerke

In die Stromerzeugungskosten gemäß Übersicht 92 gehen die aus Übersicht 95 sich ergebenden Preise und Transportkosten für fossile Brennstoffe ein.

Übersicht 95: Brennstoffpreise im Oktober 1975

	Ruhrkohle[a]	Braunkohle	Schweres Heizöl	Erdgas
Unterer Heizwert kcal/kg	7185	1850	9800	7600
Preis frei Kraftwerk DM/t SKE	135	59	132	132
Wärmepreis DM/GJ	4,68	2,00	4,51[b]	4,50

[a] Industriekohle unter Berücksichtigung der Mengen- und Treuerabatte.
[b] einschl. Heizölsteuer

Quelle: Bohn et al.

(6) Brennstoffkreislaufkosten der Kernkraftwerke

Die folgenden spezifischen Preise (Preisbasis Oktober 1975) sind angesetzt (vgl. dazu die detaillierten Ausführungen in Kap. 4 dieses Buches):

- Preis des Natururans: 10 US-$/lb U_3O_8 fob Durban/Südafrika;
- Preis der Urananreicherung: 150 DM/kg Urantrennarbeit (UTA);
- Preis der Herstellung der Brennelemente, angefangen vom Erstkern

für einen SWR: 335, 310 → 270 DM/kg U;
für einen DWR: 410, 370 → 310 DM/kg U;

- Preis der Wiederaufbereitung: 35 US-$/kg U;
- Plutonium-Erlös: 5 US-$/g spaltbares Plutonium.

Auf diesen Grundlagen ergeben sich Brennstoffkreislaufkosten von 0,93 DPf/kWh.

(7) Stromerzeugungskosten

Ein Vergleich der in Übersicht 92 unten angegebenen Stromerzeugungskosten läßt erkennen, daß ein Leichtwasser-Kraftwerk von 1230 MWe herunter bis 3000 Jahresvollaststunden jedem anderen herkömmlichen Wärmekraftwerk, auch einem Braunkohlekraftwerk kostenmäßig überlegen ist. Für die Steinkohle ändert sich auch nichts an dieser Feststellung, wenn anstelle von vollwertiger Industriekohle preiswertere Ballastkohle verwendet wird. Dagegen liegt ein Braunkohlenkraftwerk bei 3000 Stunden geringfügig kostengünstiger, wenn für diesen Brennstoff ein Wärmepreis frei Kraftwerk von 1,50 DM anstelle von 2,00 DM/GJ angesetzt wird. Dieser Preis liegt in der Nähe der damaligen Förderkosten für linksrheinische Braunkohle, berücksichtigt aber nicht die Fortleitungskosten des in diesem Revier erzeugten Stroms in Höhe von mindestens 0,14 DPfg/kWh für 100 km, die in revierfernen Gebieten im Wettbewerb mit Elektrizität anderer Herkunft zu berücksichtigen sind.

Für Herbst 1975 ist im Ergebnis somit festzustellen, daß der durch leistungsstarke Leichtwasser-Kraftwerke erzeugte Strom im Grund- und Mittellastbereich kostenmäßig jedem Wettbewerb standhielt.

Noch eine dritte Art der Darstellung ist gebräuchlich: Der Elektrizitätserzeuger, der sich entscheiden muß, welchen Typ eines Kraftwerks er in Auftrag geben soll, wählt häufig den *»break even point«* als Kriterium, d.h. er fragt, bei welcher Zahl der Vollastbenutzungsstunden im Jahr ein Kernkraftwerk Elektrizität zu gleichen Kosten erzeugen wird wie ein alternatives fossil beheiztes Kraftwerk. Nach diesem Kriterium lassen sich die Ergebnisse der zitierten Untersuchung von Bohn et al. wie folgt ausdrücken:

Im Oktober 1975 waren in der Bundesrepublik Deutschland die in Jahresvollastbenutzungsstunden ausgedrückten break even points zwischen einem 1230 MWe-Leichtwasser-Kraftwerk und einem fossil beheizten Kraftwerk:

- gegenüber einem 2 × 605 MWe-Steinkohlekraftwerk, das Ballastkohle unterfeuert: unter 2000 h/a
- gegenüber einem 600 MWe-Heizölkraftwerk: etwa 2100 h/a
- gegenüber einem 570 MWe-Braunkohlenkraftwerk bei 2 DM/GJ Brennstoffkosten: etwas über 2000 h/a
- gegenüber einem 2 × 600 MWe-Erdgaskraftwerk bei 4,50 DM/GJ Brennstoffkosten: etwa 2000 h/a

3.2.6 Seitherige Entwicklung der Kosten- und Wettbewerbslage

Neben dem erwähnten Kostenvergleich von Bohn et al. sind in den letzten Jahren weitere Untersuchungen über die seitherige und voraussichtliche Entwicklung der Kosten- und Wettbewerbslage der Kernenergie in Deutschland durchgeführt worden, von denen zwei von besonderem Interesse sind[24]:

- die »Parameter-Studie« zur Ermittlung der Stromerzeugungskosten vom September 1977, die im Auftrage des damaligen Bundesministers für Wirtschaft, H. Friderichs, erstattet wurde vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln in Zusammenarbeit mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft an der Universität München[25];
- der im Auftrage des inzwischen aus dem Dienst geschiedenen Ministers für Wirtschaft, Mittelstand und Verkehr von Nordrhein-Westfalen, H. L. Riemer, vom Battelle-Institut e.V. Frankfurt/M. bereits 1977 durchgeführte, bis Januar 1979 aktualisierte, aber erst im August 1979 unter dem Titel »Stromkosten Kohle –Kernenergie« veröffentlichte Vergleich der Investitions- und Betriebskosten von Steinkohle- und Kernkraftwerken.

Auch diese beiden, mit unterschiedlichen Methoden und Kostenansätzen arbeitenden Untersuchungen führen zu einem eindeutigen Kostenvorteil der Kernenergie gegenüber der Kohle. Die nachfolgenden Feststellungen stützen sich auf die Ergebnisse aller drei genannten Untersuchungen.

[24] Wegen ihrer gravierenden, nicht nur methodologischen Fehler wurde die sog. Bremer Studie – C. Clausen u. J. Franke, Verstromungskosten von Brennstoffen in Leichtwasserreaktoren, Bremen 1979 – hier außer Betracht gelassen.

[25] D. Schmitt, H. Junk, K.-F. Ebersbach u. H. Prechtl, Parameterstudie zur Ermittlung der Kosten der Stromerzeugung aus Steinkohle und Kernenergie, München 1978.

3.2.6.1 Ausgangsdaten

Die in den Übersichten 92 und 93 ausgewiesenen Kosten und Preise entsprechen der Lage im Oktober 1975 (Inbetriebnahme). Seitdem – bis Mitte 1980 (hypothetische Auftragsvergabe) – hat sich die Lage in mehrfacher Hinsicht zum Teil erheblich geändert[26]:

(1) Der *Anschaffungsaufwand* oder Anlagebarwert (Anlagenabschlußpreis, bauherrenseitige Aufwendungen zuzüglich Preisgleitung bis zur Inbetriebnahme, Zinsen und Steuern während der Bauzeit und »Unvorhergesehenes«) für ein Leichtwasser-Kernkraftwerk von 1230 MWe hat sich zwischen Oktober 1975 und Mitte 1980 (fortgeschriebene Angaben) von 1070 auf etwa 1900 DM/kWe, d.h. um etwa 80% erhöht. Diese Preiserhöhung ist die Resultante aus mehreren Wirkungen, nämlich aus

- der durch die Preisentwicklung beschleunigten Erhöhung der Löhne und Materialkosten;
- den auch in einer Verlängerung der Bauzeiten sich auswirkenden verschärften Sicherheits- und Umweltschutz-Auflagen, z.B. dem Bau von Kühltürmen;
- spezifischen Kostensenkungen aus einer Rationalisierung der Fertigung, insbesondere durch Standardisierung von Anlageteilen.

Die Preisrelation zwischen nuklearen und konventionellen Anlagen hat sich bis 1979 zuungunsten von Kernkraftwerken verändert. Der Anschaffungsaufwand für ein Steinkohlekraftwerk ist von 772 auf 1335 DM/kWe, also um über 70% gestiegen, der für ein Heizölkraftwerk von 680 auf 948 DM/kWe, also um etwa 40%. Bei der Verteuerung sind die Kosten für die nunmehr erforderlichen Einrichtungen zur Rauchgasentschwefelung berücksichtigt (zugrundegelegte Annahme: eine *Entschwefelung* von 100% der Rauchgasmenge bei 80%igem Wirkungsgrad). Der Einbau solcher Einrichtungen wurde erforderlich durch die ›Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft‹ (T. A. Luft) vom 28. August 1974 und weitere Durchführungs-

[26] Vgl. die in den Zeitschriften ›atomwirtschaft‹ Nr. 18 vom 11. Nov. 1973, S. 518ff. und ›Elektrizitätswirtschaft‹ 73 (1974), S. 294ff. und 74 (1975), S. 325ff., wie die als »Aktuelles Thema« der Kerntechnischen Gesellschaft KAT-3-77 abgedruckten, überarbeiteten Ausführungen des Verfassers zur Kosten- und Wettbewerbslage der Kernenergie auf den Reaktortagungen 1973, 1974, 1975 und 1977

bestimmungen, durch welche die Obergrenze für die Schwefeldioxyd-Imissionskonzentration im Jahresdurchschnitt von 0,40 auf 0,14 mg/cbm und zugleich der maximale Halbstundenwert von 0,75 auf 0,40 mg/cbm herabgesetzt wird.

Vor allem veranlaßt durch die verwaltungsgerichtlichen Urteile wegen des Baues des bislang größten deutschen Steinkohlekraftwerks Voerde wird seit längerem eine Verrechtlichung und unabhängig davon auch eine Verschärfung der TA Luft diskutiert. Eine Entscheidung ist aber noch nicht gefallen. Es ist indessen abzusehen, daß bei Steinkohlekraftwerken hinfort nicht nur 50 sondern 100% der Rauchgasmenge zu entschwefeln sind. Konsequenterweise legen sowohl Bohn et al. als auch die »Kostenparameterstudie« diesen höheren Entschwefelungsgrad für Anlagen, die 1985 oder später in Betrieb gehen, zugrunde. Bei 100% sind die Entschwefelungskosten recht hoch: nach Bohn et al. für ein Steinkohlekraftwerk 1,5 bis 2,0 DPfg/kWh, ausgelöst durch etwa 250 DM/kWe höhere Investitionskosten, eine Verschlechterung des Anlagewirkungsgrades und daraus resultierender Zunahme des spezifischen Brennstoffverbrauchs um etwa 10%, wie schließlich durch die Kosten des Betriebs der Entschwefelungsanlage von ca. 0,5 bis 0,6 DPfg/kWh.

(2) Bohn et al. setzen den *Kapitaldienst* im Oktober 1975 für Kernkraftwerke und für herkömmliche Wärmekraftwerke auf 14,6% an. Mit ihm werden Abschreibungen (17 Jahre), Zinsen (8%/a), Steuern (4,6%/a) und Versicherungen (1,0 bzw. 0,5%/a) und einige andere Kosten abgegolten. Diese Belastungen haben sich sowohl bei den herkömmlichen Wärmekraftwerken wie auch bei den Kernkraftwerken erhöht, insbesondere wegen Verteuerung der Kapitalbeschaffung und zusätzlicher fiskalischer Abgaben.

(3) Die *Kosten für die spätere Stillegung* eines Kernkraftwerks sind berücksichtigt. Unter verschiedenen Hypothesen der Errechnung werden sie auf 0,1 bis 0,2 DPfg/kWh veranschlagt.

Die Battelle-Studie gelangt zu einem etwas höheren Betrag. Sie berücksichtigt die Kosten für ein zehnjähriges Stilliegen des Kernkraftwerks nach Betriebsende und eine anschließende vollständige Endbeseitigung der Anlage. Auf eine Anfrage im Deutschen Bundestag bezifferte der Parlamentarische Staatssekretär M. Grüner im September 1978 die Kosten für die Stilllegung von Kernkraftwerken auf 0,2 bis 0,3 DPfg/kWh – je nach Ausnutzungsdauer.

(4) Die *Preise für fossile Brennstoffe* haben sich bis Mitte 1981 erhöht.

(a) Der Preis für *Kesselkohle* des Ruhrreviers entwickelte sich seit Oktober 1971 gemäß Übersicht 96.

Übersicht 96: Entwicklung des Preises für Kraftwerkskohle der Ruhrkohle AG; Nettolistenpreise abzüglich Mengen- und Treuerabatte für Fettkohle mit 20 bis 30% flüchtigen Bestandteilen (Industrie-Kohle C) in Grobkohlen-Körnung – 7600 kcal/kg

	DM/t	DM/Gcal	DM/GJ
bis 14. Juli 1972	91,—	11,95	2,86
15. Juli 1972 bis 22. Juli 1973	95,—	12,50	2,99
23. Juli bis 21. Dezember 1973	99,80	13,15	3,14
22. Dez. 1973 bis 12. Mai 1974	107,50	14,15	3,38
13. Mai bis 31. Dezember 1974	127,—	16,80	4,02
1975	147,—	19,35	4,62
ab 1. Januar 1976	164,—	21,58	5,16
ab 1. Januar 1978	179,—	23,55	5,63
ab 1. Januar 1979	182,50	24,01	5,74
ab 1. September 1979	192,50	25,33	6,05
ab 1. März 1980	214,50	28,22	6,74
ab 15. September 1980	235,—	30,92	7,38
ab 1. März 1981	251,—	33,02	7,89

Nach dem am 1. Januar 1975 in Kraft getretenen Dritten Verstromungsgesetz werden seitdem die zur Sicherung der Verstromung von Steinkohle erforderlichen Mittel nicht mehr aus dem Haushalt, sondern durch eine Ausgleichsabgabe auf die Strompreise in Höhe von derzeit 4,5% – 1979 insgesamt 2678 Mio DM – aufgebracht bzw. verteilt[27].

(b) Die Preise für schweres *Heizöl* sind zunächst – bis zum Herbst 1973 – mäßig und seitdem erheblich heraufgesetzt worden. Die in zwei Stufen vorgenommene Senkung der Steuer auf schweres Heizöl von 25,– auf 15,– DM/t hat die Steigerung der

[27] Die Preise für schweres Heizöl haben die Kesselkohlepreise inzwischen überholt. Gleichwohl unterblieb die Beseitigung der als »Kohlepfennig« bekannten Ausgleichsabgabe, da diese Abgabe auch anderen Ausgleichzwecken dient.

Einstandspreise nur wenig gemildert. Der Preis, den Energieversorgungsunternehmen im Herbst 1975 für schweres Heizöl mit höchstens 1% Schwefelgehalt aufwendeten, wurde von Bohn auf 185 DM/t veranschlagt. Für die Jahre 1978, 1979 und 1980 notierte das Statistische Bundesamt für schweres Heizöl die folgenden durchschnittlichen Preise frei Betrieb bei Mengen über 2000 t (Angaben in DM/t):

	1978	1979	1980
Hamburg	205	258	351
Düsseldorf	199	259	352
München	207	263	357

Seitdem sind die Preise weiter stark angezogen. Mitte April 1981 wurden Preise zwischen 516 und 529 DM/t genannt.

In dem hier präsentierten Kostenvergleich (Übersicht 97) sind 400 DM/t angesetzt. Dieser Preis schließt die Kosten für die Brennstoffentschwefelung von 68,50 DM/t, ein. Im ganzen ist dies also ein eher niedriger Preis.

(c) Die Preise für *Erdgas* sind regelmäßig durch »Gleit-« oder »Sprech«-Klauseln an die Preise für Mineralöl gekoppelt. In vielen Erdgaslieferverträgen sind die oben angegebenen Preise für schweres Heizöl Maßstab für die Anwendung der Heizölklausel.

(5) Auch die Preise für *Uran* und *Trennarbeit* haben sich nicht unerheblich erhöht; wegen des niedrigen Anteils dieser Kosten an den gesamten Stromerzeugungskosten wirken sich diese Erhöhungen aber nicht in gleichem Maße empfindlich aus wie entsprechende Preiserhöhungen bei den Brennstoffen für herkömmliche Wärmekraftwerke.

Wie die übrigen Rohstoffmärkte ist auch der *Uranmarkt* seit 1973 in Bewegung geraten. Vor allem, um dazu beizutragen, daß die Verbreitung von Kernwaffen verhindert wird, hielten sich wichtige Uranländer, insbesondere Kanada und Australien, über längere Zeit hinweg mit Lieferungen und Angeboten zurück. Nach Abschluß von INFCE dürfte die Lage geklärt sein. Zur Normalisierung des Uranmarktes hat aber auch die Kürzung und Streckung der Kernenergie-Ausbauprogramme beigetragen. Dies alles hat dazu geführt, daß aus dem zeitweiligen Nachfrageüberhang ein Angebotüberhang geworden ist. Demgemäß gingen die spot-Preise von ihrem Höchststand von 43,25

US-$/lb U_3O_8 für »Transaktionen signifikanter Mengen von Natururan-Konzentraten« im November 1978 bis zum Sommer 1980 auf 30 bis 33 US-$ zurück und sinken seitdem weiter. Die Preise bei Langzeitkontrakten haben diese starken Schwankungen niemals mitgemacht. Sie lagen in den vergangenen Jahren durchweg bei 20 US-$ (vgl. S. 574ff.).

Unter Berücksichtigung aller Aspekte wurde für Lieferungen ab 1981 ein Preis von 30 US-$/lb U_3O_8 (1979er Dollars) angesetzt[28]. Dieser Preis ist zu vergleichen mit einem Preis Mitte der

[28] Der zukünftige Uran-Preis ist eine der Unbekannten der Kostenvergleichsrechnung.

Für einen niedrigen Uranpreis könnten die folgenden Gründe sprechen:
- die Erwartung einer ungestörten Entwicklung der Versorgung, vor allem die Annahme, daß Kanada und die USA auch in Zukunft bereit sind, langfristige Verträge abzuschließen und zu honorieren;
- die weltweite Verzögerung in den Kernenergieprogrammen, die auch dazu geführt hat, daß eingegangene Abnahmeverpflichtungen nicht nach Plan eingehalten und damit vorher disponierte Mengen frei werden;
- die Erwartung, daß die durch Preisabsprachen gestützte, inzwischen wohl vorübergegangene Hausse der Uranpreise Prospektionsanreize geschaffen hat, die im Laufe der zu untersuchenden Zeit zu einem Überangebot führen;
- die durch Erfahrungen belegte Übung der Uranproduzenten, Angaben über Neufunde zurückzuhalten, in dem Bestreben, Preiseinbrüche zu vermeiden;
- die Tatsache, daß angesichts der niedrigen Kohlepreise in den USA dort eine massive Erhöhung der Uranpreise die Wettbewerbsfähigkeit der Kernenergie schnell gefährden könnte, wobei zu bedenken ist, daß die US-Uranpreise seit jeher für die Weltmarktpreise bestimmend sind (auf keinen Fall ist hierfür das wesentlich höhere Niveau der deutschen Steinkohlenpreise, das auch entsprechend höhere Uranpreise gestatten würde, maßgebend);
- die Erfahrungen mit der Preisentwicklung für fast alle weltweit gehandelten Rohstoffe: längerfristig kann ein Preis, der wesentlich über den Grenzkosten der für die Versorgung in Betracht kommenden Anbieter liegt, nur gehalten werden unter Bedingungen, die für die Anbieter besonders günstig sind;
- die Erwartung, daß neue afrikanische und südamerikanische Anbieter in den 80er Jahren auf den Plan treten werden.

Für höhere Uranpreise könnten zwei Gründe sprechen:
- die Erwartung, daß Kartellabsprachen (weiter) Wirkung haben;
- die Befürchtung, daß aus durchaus verschiedenen Gründen einer oder mehrere der gegenwärtigen Hauptexporteure – Kanada, Südafrika und später Australien – aufgrund politischer Entscheidungen ausfallen werden.

Für jedes denkbare Niveau lassen sich Expertenmeinungen anführen. Der Verfasser folgt mit seinem Ansatz dem für Fragen der Kosten und der Wirtschaftlichkeit der Kernenergie zuständigen Referenten der Internationalen Atomenergie-Agentur in Wien R. Krymm, der am 24. März 1976 meinte: »A reasonable range of future prices would seem to lie between US-$ 20 to 30 (of mid-1974 purchasing power) per lb of U_3O_8 with escalation in keeping with general inflation.« Transponiert ergibt dies 25 bis 35 $ (1978/79). Bohn rechnet mit 30 bis 45 $ – Preisstand 1980, die »Parameter-Studie« mit 25,50 $ – Preisstand 1. 1. 1977.

60er Jahre von 8 bis 10 US-$, der bis 1972 auf 5 bis 6 US-$ zurückgegangen ist.

Nach Inkrafttreten der neuen Kriterien der US-Atomenergie-Kommission (jetzt DOE) für die Preise und Lieferbedingungen für *Trennarbeit* am 14. August 1973 und der bislang letzten Preiserhöhung mit Wirkung vom 30. September 1980 hat sich der im Oktober 1971 gültig gewesene Grundpreis von 28,70 US-$/kg UTA (Urantrennarbeit) für Fixed Commitment Contracts auf 110 US-$/kg UTA (Ende 1979: 98,95) erhöht. Bei 1,85 DM/US-$ entspricht dies einem Preis von 204 DM/kg UTA.

In der nachstehenden Kostenrechnung wird 300 DM/kg UTA als aktueller Preis angesetzt. Unter verschiedenen zur Wahl stehenden Preisen wurde bewußt der höchste d.h. der im Kostenvergleich für die Kernenergie ungünstigste Preis ausgewählt.

(6) Auch die übrigen Kosten des nuklearen Brennstoffkreislaufs haben sich seit dem Oktober 1975 zum Teil erheblich erhöht. Dies gilt in erster Linie für die *Wiederaufarbeitung*. Die gegenwärtigen Auseinandersetzungen um die Entsorgung stehen einer verläßlichen Neuberechnung der Kosten entgegen. Hier mag der folgende Hinweis genügen: Eine Verdoppelung der in Übersicht 97 angesetzten Entsorgungskosten von 1075 DM/kg U würde sich in den durchschnittlichen, über die Betriebszeit gemittelten Stromerzeugungskosten mit 0,85 DPfg/kWh auswirken. Rückgerechnet auf 1979/80 sind dies nur etwa 0,5 DPfg/kWh.

In der »Parameterstudie« wird der Kostenvorteil von Kernkraftwerken gegenüber Steinkohlekraftwerken für den Grundlastbereich mit über 3 DPfg/kWh angegeben. Für das Kohlekraftwerk wurde dabei eine Entschwefelung von nur 50% der Rauchgasmenge zugrundegelegt. Auch erhebliche Kostensteigerungen im Bereich der Entsorgung könnten, wie ein Vergleich der oben angegebenen spezifischen Kostenbeträge zeigt, den Kostenvorsprung der Kernenergie keineswegs gefährden. Der oben angesetzte hypothetische Kostenanstieg bei der Entsorgung würde – dies nur als Beispiel – durch den Übergang auf 100%ige Rauchgasentschwefelung voll kompensiert.

Zudem ist folgendes zu beachten: In alle drei hier behandelten Vergleichsrechnungen Kernenergie/Kohle gehen für die »Entsorgung« Kosten ein, die dem damals nicht bestrittenen Konzept eines integrierten deutschen Entsorgungszentrums

entsprechen – dies unter Berücksichtigung der Preise und Bedingungen der Verträge, die mit ausländischen Wiederaufarbeitern, insbesondere der französischen COGEMA, abgeschlossen wurden. Zur Abdeckung der bestehenden Unsicherheiten im technischen Konzept des Entsorgungszentrums hat Battelle »entsprechende Zuschläge auf einzelne Kostenkategorien« gerechnet, um zu »pessimistischen« Kostengrößen zu kommen (S. 83 des Gutachtens). Bei einer längerfristigen Zwischenlagerung und ungewisser, jedenfalls verzögerter Wiederaufarbeitung in einer in der Leistung verringerten Anlage, wie es dem am 28. September 1979 erzielten Einvernehmen zwischen der Bundesregierung und den Ministerpräsidenten der Länder entspricht, werden sich die Entsorgungskosten unter Einschluß der Unsicherheitszuschläge verringern, ohne daß derzeit angegeben werden kann, um welchen Betrag. Der Kostenvorteil des Kernstroms wird damit größer.

(7) Verglichen mit dem Stand im Oktober 1975 wirken sich im Bereich der *Betriebs- und Unterhaltungskosten* vor allem die zusätzlichen Aufwendungen für die Sicherheit und den Umweltschutz aus, soweit diese Aufwendungen nicht bereits in die Anlagekosten eingegangen sind. Bezogen auf ein Kilowatt-Jahr (1 kWa = 8760 kWh) werden nunmehr angesetzt (ausschl. Versicherungsprämien)

für ein Steinkohlekraftwerk	63,50 DM
für ein Heizölkraftwerk	37,00 DM
für ein Kernkraftwerk	71,00 DM.

Bei den Steinkohlekraftwerken schlagen die erheblichen Kosten für die Rauchgasentschwefelung zu Buch. In die Kosten der Kernkraftwerke sind Versicherungsprämien und eine Rücklage für eine spätere Stillegung in Höhe von 10 DM/kWa eingerechnet.

(8) Schließlich hat sich der *Wechselkurs* zwischen dem amerikanischen Dollar und der Deutschen Mark grundlegend geändert. Im Oktober 1975 war der Kurs 1 US-$ = 2,52 DM. Im Zeitpunkt der Aufstellung des nachstehenden Kastenvergleichs (Übersicht 97) – Mitte 1980 – lag der Kurs bei 1,80 bis 1,85 mit monatsdurchschnittlichen Extremwerten von 1,72 (Januar 1980) und 1,87 (April 1980). Hier wurde durchweg ein Kurs von 1,85 zugrundegelegt.

Der Verfasser bekennt freimütig, daß ihm keine der in diesem Buch aufgeworfenen Fragen soviel Kopfzerbrechen und soviel Zeitaufwand für Umrechnungen verursacht hat, wie die Be-

Übersicht 97: Stromerzeugungskosten in der Bundesrepublik Deutschland für 1979/80 (hypothetisch) im Bau begonnene Kraftwerke[a]; Grundlast-, Preis- und Kostenniveau 1979/80

Typ		Steinkohle[b]		Heizöl		LWR	
Leistung	MWe	2 × 679		2 × 600		1228	
Anschaffungsaufwand B[c]	DM/kWe	1833		1260		2696	
Anschaffungsaufwand A[c]	DM/kWe	1448		948		1900	
Kapitaldienst[d]	%/a	15		15		15	
Brennstoffpreise	DM/t	215		400[e]		30[f]	
Jahresvollaststunden		5000	6500	5000	6500	5000	6500
Anlagekosten	Dpfg/kWh	4,34	3,34	2,76	2,40	5,53	4,38
Brennstoff-(Kreislauf-)-Kosten	Dpfg/kWh	7,69	7,29	9,66	9,25	1,88[g]	1,80
Betrieb + Unterhaltung	Dpfg/kWh	1,30	1,25	0,74	0,57	1,48	1,09
Stromerzeugungskosten	Dpfg/kWe	13,33	11,88	13,16	12,22	8,89	7,27

[a] Die Kostenangaben dieser Übersicht beziehen sich nicht auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage, sondern wurden mit 4%/a auf das Jahr des Baubeginns zurückgerechnet. Für herkömmliche Wärmekraftwerke wurde eine Bauzeit von 4½ Jahren, für Kernkraftwerke eine solche von 6 Jahren angesetzt, Inbetriebnahme somit 1984 und 1986.

[b] Entschwefelung von 100% der Rauchgasmenge bei 80%-igem Wirkungsgrad.

[c] »Anschaffungsaufwand B« ist der Kapitalbedarf (Anlageabschlußpreis, bauherrenseitige Aufwendungen, Preisgleitung, Zinsen und Steuern während der Bauzeit) bezogen auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme. »Anschaffungsaufwand A«: dasselbe bezogen auf den Zeitpunkt des Baubeginns.

[d] Ein Drittel Fremdkapital zu 11%; zwei Drittel Eigenkapital zu 7½%; lineare Abschreibung über 17 Jahre und Ertragssteuern von 3,3%.

[e] einschl. Brennstoff-Entschwefelung von 68,50 DM/t.

[f] US-$/lb U_3O_8.

[g] angesetzt sind folgende Preise:

Natururan	30 $/lb U_3O_8	0,90 Dpf/kWh
Trennarbeit	300 DM/kg UTA	0,61 Dpf/kWh
Brennelementfabrikation	400 DM/kg U	0,20 Dpf/kWh
Entsorgung	1075 DM/kg U	0,49 Dpf/kWh
Gutschrift für Uran und Plutonium		−0,32 Dpf/kWh
		1,88 Dpf/kWh

Quellen: Bohn et al., Parameter-Studie, Battelle-Gutachten

	Steinkohle		LWR		
Dpf/kWh	13,3	11,9	8,9	7,3	
Betriebs- und Unterhaltungskosten	1,3	1,3	1,5	1,1	
Brennstoff-(Kreislauf-)kosten	7,7	7,3	1,9	1,8	
Anlagekosten	4,3	3,3	5,5	4,4	
Vollaststunden/a	5000	6500	5000	6500	

Abb. 49: Stromerzeugungskosten von Kohle- und Kernkraftwerken, die 1979/80 geordert worden wären; Kosten- und Preisniveau 1979/80

stimmung des Wechselkurses. Da sich der Verfasser bei Prognosen für den Wechselkurs regelmäßig geirrt hat, wurde unter Verzicht auf jede Voraussage, auf Kaufkraftvergleiche und dgl. der letzthin notierte Wechselkurs angesetzt, der sich während der Drucklegung selbstverständlich ändert (siehe weiter unten).

Der für die Deutsche Mark günstige Wechselkurs von 1,85, der der Übersicht 97 zugrundeliegt, wirkt sich vor allem vorteilhaft aus auf die DM-Preise von Uran und Trennarbeit. Für die Rohölpreise gilt dies nur eingeschränkt, denn die Ölförderländer haben nicht nur erhebliche Preiserhöhungen durchsetzen können, sondern – jedenfalls seit der Irankrise – im Ergebnis auch erreicht, daß die ihnen aus Änderungen der Wechselkurse entstehenden Verluste durch entsprechende Preiserhöhungen weit mehr als ausgeglichen wurden.

3.2.6.2 Aktualisierter Kostenvergleich

(1) Übersicht 97 und Abb. 49 stellen die auf diesen Grundlagen sich ergebenden Stromerzeugungskosten – Preis- und Kostenstand 1979/80 – einander gegenüber[29]. Die Kostenangaben beziehen sich aber nicht auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage, wie dies in Übersicht 92 der Fall ist. Sie wurden vielmehr auf das Auftragsjahr 1979/80 zurückgerechnet. Über-

[29] Zur Vermeidung von Mißdeutungen sei darauf hingewiesen, daß bei einer Auslastung von 5000 bis 6500 Jahresbenutzungsstunden der aus Steinkohle oder schwerem Heizöl erzeugte Strom nicht mit dem Strom aus Kernenergie in Wettbewerb tritt oder treten sollte. Indikator ist der bereits erwähnte break even

Übersicht 98: Vergleich wichtiger Ansätze für die Stromerzeugungskosten[a]

	2. Halbj. 1975	1979/80	1979/80 2. Halbj. 1975 = 100[b]
Anschaffungsaufwand (DM/kWe)			
für ein Steinkohlekraftwerk	772	1448	188
für ein Heizölkraftwerk	680	948	139
für ein Kernkraftwerk	1070	1900	178
Kapitaldienst (%/a)	14,56	15,00	103
Preis für Steinkohle (DM/t)	135	215	159
Preis für schweres Heizöl (DM/t)	185	400	216
Preis für Natururan (\$/lb U_3O_8)	10	30	300
Preis für Trennarbeit (DM/kg UTA)	150	300	200
Brennelementfertigung (DM/kg)	300	400	133
Wiederaufarbeitung (DM/kg)	700	1075	154
Stromerzeugungskosten (Dpfg/-kWh)[c]			
für ein Steinkohlekraftwerk	6,78	11,88	175
für ein Heizölkraftwerk	6,23	12,22	196
für ein Kernkraftwerk	4,07	7,27	179
Wechselkurs (DM/$)	2,58	1,85	72

[a] Die Kosten für 1975 beziehen sich auf Kraftwerke, die in diesem Jahr in Betrieb genommen werden. Die Kosten für 1979/80 wurden unter der Hypothese eines (fiktiven), in diesem Jahr erteilten Bauauftrags ermittelt und auf den Preis- und Kostenstand dieses Jahres zurückgerechnet.

[b] in DM gerechnet.

[c] s. Übersicht 97; 6500 h/a.

Quelle: Bohn et al., Parameter-Studie, Battelle-Gutachten.

sicht 98 zeigt, wie sich die Kosten zwischen 1975 und 1979/80 verändert haben.

Unter den in Übersicht 97 gegebenen Einsatzbedingungen wirkt sich eine Erhöhung des Uranpreises um 10% nur mit 1,2% in den Stromerzeugungskosten eines Kernkraftwerkes aus. Für die Kosten der Urananreicherung sind es 0,8%. Dage-

point, d.h. die Zahl der Jahresbenutzungsstunden, bei welcher die aus fossilen Brennstoffen erzeugte Elektrizität kostengleich ist mit der Elektrizität aus Kernenergie. Unter den Annahmen der Übersicht 97 liegt der break even point unter 3000 Jahresbenutzungsstunden. Damit wird die Kernenergie der Grundlast, die Steinkohle dagegen der Mittellast zugeordnet.

gen schlägt eine Erhöhung der Einsatzpreise für fossile Brennstoffe um die gleichen 10% in den Stromerzeugungskosten durch mit Sätzen von 5,8 bis 6,1% beim Steinkohlekraftwerk und 7,3 bis 7,6% beim Heizölkraftwerk.

Bezogen auf die Stromerzeugungskosten eines Kohlekraftwerks (= 100) entwickelten sich die Stromerzeugungskosten der beiden anderen Typen wie folgt (6500 h/a):

	Oktober 1973	1979/80
Kohlekraftwerk	100	100
Heizölkraftwerk	92	103
Kernkraftwerk	60	61

Hier sei auch angemerkt, daß nach gegenwärtigen Erkenntnissen Mitte der 80er Jahre in Betrieb gehende Braunkohlekraftwerke (Wärmepreis Stand Mitte 1979 etwa 2,40 DM/GJ, d.i. ca. 70 DM/t SKE) und Kernkraftwerke im Grundlastbereich etwa kostengleich sind. Im Mittel- und Spitzenlastbereich ist die Braunkohle dagegen im Vorteil.

(2) Die außergewöhnlichen Änderungen der Kostenparameter zwischen 1979/80 und dem Zeitpunkt der abschließenden Korrektur dieses Kapitels, dem *August 1981*, erfordern eine Fortschreibung des in Übersicht 97 gegebenen Kostenvergleichs. Diese Aktualisierung beschränkt sich auf die nachstehenden Änderungen von Kalkulationselementen:

Netto-Anlagekosten (Anschaffungsaufwand A) des Kernkraftwerks rückgerechnet auf das Jahr d. Baubeginns (die Brutto-Anlagekosten – der Anschaffungsaufwand B – sind damit 3050 DM/kW)[30]	2150 statt 1900 DM/kW
Kraftwerkskohle	251 statt 214,50 DM/t
Heizöl S	500 statt 400 DM/t
»Entsorgung«	1850 statt 1075 DM/kg U
Uranpreis	26 statt 30 $/lb

[30] G. Rittstieg (RWE) rechnet mit 3000 bis 3200 DM/kW für ein Kernkraftwerk und mit 1800 DM/kW für ein Steinkohlekraftwerk (Zeitschrift für kommunale Wirtschaft 11/80).

Die vorstehenden Änderungen berücksichtigen auch die Verschlechterung des Wechselkurses des US-$ zur DM von 1,85 auf 2,10.

Danach errechnen sich die die aus Übersicht 98a ersichtlichen *berichtigten Stromerzeugungskosten,* die sich auf Anfang 1981 (hypothetisch) im Bau begonnene Kraftwerke beziehen; Kosten- und Preisniveau Anfang 1981, grundsätzlich auf diese Zeit zurückgerechnet.

Übersicht 98a: Aktualisierter Stromkostenvergleich

	Steinkohle-kraftwerk	Heizöl-kraftwerk	Kern-kraftwerk[a]
	Stromerzeugungskosten in DPfg/kWh		
5000 h/a	14,64	15,58	9,97
6500 h/a	13,12	14,53	8,20
	Kostennachteil gegenüber dem Kernenergiestrom in DPfg/kWh		
5000 h/a	4,67	5,61	–
6500 h/a	4,92	6,33	–
	Steinkohlenstromkosten = 100		
5000 h/a	100	106	68
6500 h/a	100	107	63

[a] Wird als Wechselkurs 2,45 anstelle von 2,15 DM/US-$ zugrundegelegt, so erhöhen sich die Stromerzeugungskosten um etwa 0,2 DPfg/kWh.

(3) Die in diesem Abschnitt dargestellten Veränderungen in den Relationen der Preise für die zur Elektrizitätserzeugung geeigneten fossilen Brennstoffe betreffen auch die Importkohle und das Erdgas. Nachstehend sind die an verschiedenen Stellen dieses Buches bezeichneten Preiserhöhungen bis zum letzten vor Redaktionsschluß bekannten Stand zusammengestellt.

Diese Tabelle läßt vor allem zwei Dinge erkennen:

- die Einsatzpreise für Verstromungskohle sind seit 1978 stark gestiegen: Ruhrkohle um 40%, schweres Heizöl um 70%, Importkohle um 70% und Erdgas sogar um 200%;
- Ruhrkohle war 1978 noch wesentlich teurer als die mit ihr im Wettbewerb stehenden Brennstoffe; nun ist dies anders: schweres Heizöl und Erdgas sind um etwa 40% teurer, nur die Importkohle bleibt im Preis (noch) zurück:

		1973	1978	letzthin	in DM/ t/ SKE
Rohölpreis frei Grenze	DM/t	82	211	580[a] 630[b]	– –
Heizöl S					
schwefelreich[c]	DM/t	64	171	450	315
schwefelarm[d]	DM/t	82	187	500	350
Ruhrkohle[e]	DM/t	101	183	255[f]	235
Importkohle	DM/t	55	87	150	175
Erdgas	DPfg/Nm³	4,3	13,4	40[g]	333

[a] schwefelreich
[b] schwefelarm
[c] mehr als 1,5% Schwefelgehalt
[d] bis 1,5% Schwefelgehalt
[e] Industriekohle C, Grobkohle, Körnung 3/4 [f] ab 1. März 1981
[g] ab 1. Oktober 1981 (95% des Preises für schwefelarmes Heizöl)

(4) Im Juli 1981, kurz vor Redaktionsschluß für dieses Kapitel, legte das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität Köln die Ergebnisse des im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft vorgenommenen »Kostenvergleichs für Stromerzeugung auf der Basis von Kernenergie und Steinkohle« vor.[30a]. Verglichen werden zwei im Jahr 1989 in Betrieb gehende Kraftwerke: ein Kernkraftwerksblock mit 1255 MWe Leistung und ein aus zwei Blöcken zu je 675 MWe Leistung bestehendes Steinkohlekraftwerk, dessen Rauchgas zu 80% entschwefelt wird. Die Investitionsausgaben einschl. Bauherreneigenleistung, aber ohne Bauzinsen und Steuern während der Bauzeit werden mit (nominal) 2550 bzw. 1310 DM/kWe angesetzt. Diese Kostendaten liegen bei den nach abweichenden Methoden ermittelten und in die Kalkulationen eingehenden Daten des »aktualisierten Kostenvergleichs« oben in Übersicht 98a. Der Brennstoffkreislauf basiert auf folgenden Annahmen: Uran 30 \$/lb U_3O_8 (2% p.a.); Anreicherung 100 \$ (= 200 DM/kg UTA; 0% p.a.); Brennelementfertigung 500 DM/kg (1% p.a.); Wiederaufarbeitung inkl. Lagerung, Konditionierung, Gutschriften für Resturan und Plutonium sowie Endlagerung 2200 DM/kg (1,5% p.a.). (In Klammern steht jeweils die die angenommene generelle Preissteigerungsrate von 4,5% p.a. übersteigende zukünftige – reale – Preissteigerungsrate.) Als Kohlepreise frei Kraftwerk wurden bei jeweils 2340 kcal/kWh angesetzt:

[30a] D. Schmitt und H. Junk; Zeitschrift für Energiewirtschaft Nr. 2/1981, S. 77ff.

- für heimische Steinkohle 200 DM/t (die im März 1981 vorgenommene Preiserhöhung um 6,5% blieb unberücksichtigt), zuzüglich 20 DM/t Fracht, bei alternativ 1% p.a. (Fall A) und 4% p.a. (bis 1990), dann zurückgehend auf 2,5% (Fall B) realer Preissteigerung;
- für Importkohle 145 DM/t bei alternativ 2% p.a. (Fall A) und 6% p.a. (bis 1990), dann zurückgehend auf 3,5% p.a. (Fall B) realer Preissteigerung.

Auf diesen Grundlagen gibt das Energiewirtschaftliche Institut den folgenden Vergleich der Stromerzeugungskosten in der Grundlast (6500 h/a) – »reale Werte« (konstanter Geldwert), d.h. zurückgerechnet auf den Kosten- und Preisstand 1980, Wechselkurs durchweg 2 DM = 1 US-$):

	DPfg/kWh	Kernenergie = 100	Differenz z. Kernenergie in DPfg/kWh
Kernenergie	7,90	100	–
heim. Steinkohle			
Fall A	12,04	152	+ 4,14
Fall B	15,93	202	+ 8,03
Importkohle			
Fall A	10,02	127	+ 2,12
Fall B	13,91	176	+ 6,01

Stets, d.h. im Fall A wie im Fall B, führt damit die Kernenergie bis hin in die obere Mittellast zu niedrigeren Stromerzeugungskosten als die heimische Steinkohle: im Fall A bei 3000 ha/a zu 14,58 gegen 15,25 DPfg/kWh (reale Werte).

Die Untersuchungsergebnisse des Energiewirtschaftlichen Instituts (EWI) decken sich weitgehend mit den nach abweichenden Methoden ermittelten Ergebnissen des aktualisierten Stromkostenvergleichs (akt.) in Übersicht 98a (Angaben in DPfg/kWh für 6500 h/a):

	akt.	EWI
Kernenergie	8,20	7,90
heimische Steinkohle	13,12	12,04–15,93

3.2.7 Zusammenfassung/Lage im Ausland

(1) Die Entwicklung der letzten Jahre – konkret zwischen Oktober 1975 und Mitte 1981 hat die Stromerzeugungskosten sowohl herkömmlicher Wärmekraftwerke wie auch von Kern-

kraftwerken wesentlich erhöht. Ein Vergleich der Auswirkungen zeigt aber, daß hiervon die herkömmlichen Wärmekraftwerke stärker betroffen sind (bei 5000 h/a Steinkohle: + 7,1; Heizöl: + 8,5 und Kernenergie: + 4,8 DPfg/kWh). Im Ergebnis sind gegenwärtig (Mitte 1981) die Stromerzeugungskosten von nunmehr (fiktiv) in Auftrag gegebenen Kernkraftwerken selbst im gesamten Mittellastbereich (bis herunter zu etwa 3000 Jahresbenutzungsstunden) niedriger als die Stromerzeugungskosten von Steinkohlekraftwerken auf Basis heimischer Kohle. Dies gilt selbst dann, wenn nur 50% der Rauchgasmenge entschwefelt wird. Wenn gleichwohl das Tempo des Ausbaus der Kernenergie eher geringer als größer geworden ist, so liegt dies an wohlbekannten anderen Gründen.

Es ist aber auch festzustellen, daß die Stromerzeugungskosten der Kernkraftwerke wenigstens zeitweilig in den Sog der gestiegenen Stromerzeugungskosten herkömmlicher Wärmekraftwerke gerieten. Die in Übersicht 98 verzeichneten Erhöhungen der Preise bzw. Kosten für Natururan, Trennarbeit und Wiederaufbereitung hätten bei einem im ganzen stabileren Kosten- und Preisniveau für den fossilen Bereich kaum durchgesetzt werden können. Jedenfalls wäre der Druck auf die Anbieter, sich in ihren Preisforderungen zu mäßigen, stärker gewesen. Auch hätte es wahrscheinlich nicht die hier registrierte, durch immer weitergehende Sicherheits- und Umweltschutzauflagen verursachte Erhöhung des Anschaffungsaufwandes für Kernkraftwerke gegeben, zumindest wäre sorgfältiger geprüft worden, ob im Vergleich zu anderen Risiken zusätzliche Sicherungsmaßnahmen kostenmäßig gerechtfertigt sind, m.a.W. ob es nicht vernünftiger wäre, stattdessen entsprechende Mittel zur Minderung konventioneller Risiken einzusetzen. Diese vom Verfasser vertretene Auffassung wird sicherlich keine uneingeschränkte Zustimmung finden.

(2) Wie die Übersichten 99 bis 101 erkennen lassen, haben die Kosten der Kernstromerzeugung in anderen Industrieländern, insbesondere in Frankreich, Großbritannien, der Schweiz, den Vereinigten Staaten, Japan und Kanada eine ähnliche Entwicklung genommen und ähnliche Relationen zu den Kosten der Stromerzeugung herkömmlicher Wärmekraftwerke erreicht. Wegen der völlig verschiedenen Besteuerungs- und Finanzierungsbedingungen ist ein Vergleich der Absolutwerte der Stromkosten nicht möglich. Gleichviel sei angemerkt, daß in den in Betracht gezogenen Ländern die Stromerzeugungskosten

von Kernkraftwerken weit niedriger liegen als die nuklearen und erst recht die konventionellen Stromerzeugungskosten in Deutschland, ein Sachverhalt, zu dem die durch die Genehmi-

Übersicht 99: 1975er Stromerzeugungskosten in Frankreich Preisniveau Januar 1978 für Kraftwerke, die 1984 bzw. 1986 in Betrieb gehen werden (Beträge in DPfg/kWh[a])

	Kohle-kraftw. 600 MW 1983	Öl-kraftw. 700 MW 1983	Kern-kraftw. 1300 MW 1985
Baukosten	786	674	1190[b]
Anlagekosten	1,65	1,42	2,21
Brennstoff-(Kreislauf-)Kosten	3,92	5,01	1,56
Betrieb und Unterhaltung			
Stromerzeugungskosten	0,88	0,81	0,81
ohne Entschwefelung	6,46	7,24	4,58
mit Entschwefelung	7,27	7,87	

[a] 100 Francs = 44,90 DM
[b] tatsächliche Investitionskosten: Fessenheim 1 und 2: 2,29 Mrd Francs, Bugey 2 und 3: 2,69 Mrd Francs, Bugey 4 und 5: 3,06 Mrd Francs
Quelle: M. Boiteux, EdF (atomwirtschaft 2/78, S. 54) und Ch. Cherrier, (FORATOM VII, Hamburg 1979)

Die staatliche französische Elektrizitätsgesellschaft EdF macht in ihrem Jahresbericht 1980 folgende Angaben über die tatsächlich im Berichtsjahr entstandenen und bereits in ihrem Jahresbericht 1979 über die für 1990 veranschlagten Stromerzeugungskosten der drei von ihr betriebenen Kraftwerkskategorien (Beträge umgerechnet in DPfg/kWh nach dem Wechselkurs 100 Francs = 43,08 DM)

	Kohlekraftwerke	Ölkraftwerke	Kernkraftwerke GGR	Kernkraftwerke PWR
Kapitalkosten			1,53	1,73
Brennstoffkosten	4,18	7,43	2,73	1,86
Betriebskosten			1,29	0,54
insgesamt	6,42	9,65	5,55	4,12
Voranschlag 1990	10,77	15,51	6,03	

Übersicht 100: Entwicklung der durchschnittlichen Stromerzeugungskosten von Kraftwerken des britischen CEGB

	Kohle-kraftwerke	Öl-kraftwerke	Kern-kraftwerke[a]
1972/73[b] in pence/kWh	0,49	0,40	0,48
1973/74 in pence/kWh	0,53	0,55	0,52
1974/75 in pence/kWh	0,74	0,88	0,48
1976/77 in pence/kWh	1,07	1,27	0,62
1978/79 in pence/kWh	1,27 (Kohle- und Ölkraftwerke)		0,64
1976/77 in DPfg/kWh[c]	*4,98*	*5,91*	*2,88*
Kohlekraftwerke = 100			
1972/73	100	82	98
1977/78	100	119	58
herkömml. Kraftwerke = 100 1978/79	100 (Kohle- und Ölkraftwerke)		50

[a] Magnox- und AGR-Kraftwerke; Schwerwasserkraftwerke sind in diese Rechnung nicht einbezogen worden.
[b] jeweils 1. April bis 31. März.
[c] 1 £ = 4,65 DM; Kernkraftwerke 1978/79 (1 £ = 3,78 DM) 2,42 Dpfg/kWh(!).

Quelle: atomwirtschaft 12/75, S. 591; 11/77, S. 553; 10/78, S. 431; 12/79, S. 598; 7/79, S. 347

In seiner Untersuchung über die Kosten der Elektrizitätserzeugung vom Mai 1980 nennt der Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke folgende Kosten – Preisbasis März 1980 – in Rp/kWh bei 6500 h/a (1Rp = 1,08 DPfg)

	Steinkohle-kraftwerke	Schweröl-kraftwerke	Kern-kraftwerke
Kapitaldienst	2,1	1,7	4,6
Brennstoff	6,9	7,3	1,9
Betrieb und Unterhalt	1,2	1,7	1,1
insgesamt	10,2	10,7	7,6
dsgl. in DPfg	*11,0*	*11,6*	*8,2*

Veröffentlicht als Studie Nr. 13 der Schriftenreihe des Eidgenössischen Bundesamtes für Energiewirtschaft

Übersicht 101: Stromerzeugungskosten je kWh in den USA
Betriebsergebnisse 1977
tatsächlich entstandene Kosten – gewogene Durchschnitte

		Kohle-kraftwerke	Öl-kraftwerke	Kern-kraftwerke
	Ausnutzung und Verfügbarkeit 1977			
Arbeitsausnutzung %[a]		55,1	35,0	66,1
Zeitverfügbarkeit %[b]		76,4	82,5	76,5
Erzwungene Stillstände %[c]		12,6	13,8	10,5
	Stromerzeugungskosten in US-cts/kWh[d]			
Brennstoffkosten	1977	1,5	2,3	0,3
Stromkosten	1977	2,0	3,9	1,5
dsgl. in DPfg		*4,64*	*9,05*	*3,48*
Brennstoffkosten	1978	1,29	2,36	0,34
Stromkosten	1978	2,32	3,95	1,54
dsgl. in DPfg		*4,62*	*8,04*	*3,02*
Brennstoffkosten	1979	1,25	–	0,37
Stromkosten	1979	2,24	–	2,07
dsgl. in DPfg		*4,10*[e]	–	*3,79*

Umrechnungskurse
1977 1 US-$ = 2,32 DM
1978 1 US-$ = 2,01 DM
1979 1 US-$ = 1,83 DM

[a] Net Capacity Factor (Nettostromerzeugung dividiert durch max. Dauerleistung während eines Jahres)
[b] Availability Factor (Betriebszeit plus Reservezeit bezogen auf das Gesamtjahr)
[c] Forced Outage Rate (erzwungene Stillstandszeit dividiert durch Betriebszeit plus erzwungene Stillstandszeit)
[d] einschl. Rückstellungen für künftige Entsorgungskosten
[e] anteilige Brennstoffkosten (Kohle) nur 1,25 US-cts oder 2,3 DPfg/kWh, zu vergleichen mit 7,3 DPfg/kWh in Deutschland (Übersicht 97)

Quelle: Atomic Industriel Forum, Inc. (AIF), Ergebnisse einer Befragung von amerikanischen EVU, die Kernkraftwerke betreiben oder Atomstrom in größerer Menge beziehen. (atomwirtschaft 12/78, S. 590/591; 12/79, S. 602/604; GRS-Kurzmitteilungen 20/1980).

Das japanische Ministry of international Trade and Industry machte im März 1980 (atomwirtschaft 6/80) folgende Angaben über die Stromerzeugungskosten von Kraftwerken, die 1979 den Betrieb aufgenommen haben (Berechnungsgrundlagen: 70% Verfügbarkeit für Wärmekraftwerke und 45% für Wasserkraftwerke; 29 $/B Rohöl; 100 Yen = 74,49 DPfg):

	spezifische Kraftwerkskosten DM/kWh	Stromerzeugungskosten DPfg/kWh
Wasserkraftwerke	3166	11,62
Ölkraftwerke	785	11,92
Kohlekraftwerke	1147	8,27
Erdgaskraftwerke	1080	9,24
Kernkraftwerke	1266	5,66

gungsverfahren bedingten Verteuerungen wesentlich beitragen, der aber auch zeigt, daß der Sicherheitsstandard der Kernkraftwerke in Deutschland höher liegt als anderswo.

Auch nach *kanadischen* Untersuchungen sind dort Kernkraftwerke in ihren Stromerzeugungskosten weit, nämlich um wenigstens 40% günstiger als Kohlekraftwerke. Einschließlich der Kosten für das Endlager werden für 1979 1,175 can. cts oder 1,84 DPfg/kWh (Pickering) genannt, zu vergleichen mit 1,937 can. cts oder 3,03 DPfg/kWh (Lambton) (atomwirtschaft 1/81, S. 5).

Zwei regional umfassende Feststellungen bestätigen diese Erkenntnisse:

- Die *EG-Kommission* teilte im Februar 1981 mit, daß im Jahre 1990 Kohlekraftwerke rund 1,3 mal und Ölkraftwerke 1,7 bis 1,8 mal teurer Strom erzeugen werden als Kernkraftwerke.
- S. Eklund, Generaldirektor der *IAEA*, erklärte vor der UNO-Vollversammlung am 6. November 1980 in New York: Kernenergie ist billiger, sicherer und sauberer als jede andere jetzt oder in den nächsten 30 Jahren verfügbare Alternativ-Energie.

3.2.8 Einige kritische Anmerkungen

Der oben wiedergegebene, auf den Stand Anfang 1981 fortgeschriebene Kostenvergleich (Übersicht 98a) zeigt, daß in der Bundesrepublik Atomstrom in der Grundlast – im wesentlichen ist nur in diesem Lastbereich ein Zubau von Kraftwerken erfor-

derlich – 4,6 bis 5,0 DPfg/kWh kostengünstiger ist als Steinkohlenstrom, und zwar bei recht großzügig angesetzten Kosten für die Wiederaufarbeitung und unter Einschluß der Kosten für eine spätere Stillegung. Diese wichtige Feststellung gibt Anlaß zu neun kritischen Anmerkungen:

(1) Bei den Stromerzeugungskosten eines Steinkohlekraftwerks wurden zwei Arten von Zuschüssen nach dem Dritten Verstromungsgesetz berücksichtigt: der Zuschuß zu den Investitionsausgaben in Höhe von 180 DM/kW brutto und der Zuschuß zu den betrieblichen Mehrkosten. Dagegen blieb der Ausgleich der Wärmepreisdifferenz gegenüber dem Heizöl schon deswegen außer Ansatz, weil die in der Folgewirkung der Irankrise eingetretene Erhöhung der Preise für schweres Heizöl diese Wärmepreisdifferenz zum Verschwinden gebracht hat.

In volkswirtschaftlicher Betrachtungsweise müssen die ursprünglichen, noch nicht durch politische Maßnahmen veränderten Kosten zugrundegelegt werden. Insbesondere sind noch zum Zuge kommende Zuschüsse nach dem Dritten Verstromungsgesetz aus den zu vergleichenden Kostendaten zu eliminieren. Dadurch erhöht sich der Kostenvorteil der Kernenergie nochmals geringfügig und erreicht damit im Grundlastbereich wenigstens 5 DPfg/kWh. Diese Kostenbereinigung wurde gelegentlich mit dem Hinweis bestritten, der Preisausgleich sei inzwischen längerfristig institutionalisiert und könne, solle oder müsse somit kostensenkend berücksichtigt werden. Der Einwand übersieht, daß dieser Vergleich Kriterien für Investitionsentscheidungen im *volkswirtschaftlichen* Rahmen liefern soll und somit kostenverfälschende Ausgleichszahlungen außer Betracht lassen muß.

(2) Das in seinen Annahmen am stärksten zugunsten der Steinkohle angelegte Battelle-Gutachten beziffert den Stromkostenvorteil der Kernenergie gegenüber der Steinkohle im Bereich der Grundlast (5000 bis 7000 h/a) per 1990 wie folgt – s. Kasten (Beträge in DPfg/kWh; die prozentualen Kostenvorteile beziehen sich auf die Kosten des Kohlestroms):

	reviernah	revierfern
in betriebswirtschaftlicher Rechnung*	2,3–3,1 14–23%	4,0–4,9 22–32%
in volkswirtschaftlicher Rechnung**	5,1 36–42%	6,8–6,9 43–49%

* Angesetzt ist ein Barwertsatz von 15,5% p.a.
** Angesetzt ist ein Barwertsatz von 8,5% p.a., den die Battelle-Studie als Basis für den Vergleich der Investitions- und Betriebskosten von Steinkohle- und Kernkraftwerken vorschlägt, weil dieser Satz »mit den getroffenen Annahmen zur Entwicklung der Kernstrom-Parameter unter langfristigen und eher *volkswirtschaftlichen* Aspekten ausreichend gut korrespondiert«.

Annahmen: kostengünstiges Steinkohlekraftwerk mit 100%iger Rauchgasentschwefelung, optimales Kernkraftwerk nach heutigem Entwicklungsstand bei mittlerem Wirkungsgrad, geringstmögliche Steigerungsrate für die Kohle- und Uranpreise.

Bei einer in diesem Gutachten angesetzten Preis- und Kostensteigerungsrate von 6,1% p.a. für die bei beiden Kraftwerken zu Buch schlagenden Kostenarten ergeben sich rückgerechnet auf 1979 (wie in Übersicht 97) um 48% niedrigere Absolutwerte; die prozentualen Kostenunterschiede werden hierdurch nicht berührt. Das bedeutet, auch unter den für die Kernenergie pessimistischen Annahmen des Battelle-Gutachtens stellt sich in »volkswirtschaftlicher Rechnung« der Grundlast-Kostenvorteil der Kernenergie auf 36 bis 49%[31]. Präzise heißt dies: eine energiewirtschaftliche und nicht betriebswirtschaftliche Entscheidung, ob Kernkraftwerke zuzubauen sind, muß von dieser Kostendifferenz ausgehen.

(3) Sodann wird eingewandt, daß die Aufwendungen aus öffentlichen Mitteln zur Förderung der Kernenergie bei diesem Preisausgleich nicht berücksichtigt werden, wobei selbstverständlich auch die entsprechenden Aufwendungen zugunsten der Steinkohle zu berücksichtigen wären. Dieser schon mehrere

[31] Das sind 2,7 bis 3,6 DPfg/kWh Wertbasis 1979; nicht berücksichtigt sind die seitherigen Kostenänderungen. Wird in den »aktualisierten Kostenvergleich« Übersicht 98a beidseitig 8,5 anstatt 15% Annuität angesetzt, so errechnet sich bei 6500 h/a der Kostenvorteil der Kernenergie vor der Steinkohle auf 7,2 DPfg/kWh – Kosten und Preisstand (Wertbasis) 1981.

Jahre alte Einwand ist inzwischen – insbesondere in der »Parameterstudie« – sorgfältig geprüft worden. Im Ergebnis ist festzustellen, daß eine Einbeziehung dieser Aufwendungen die Kostendifferenz nur insignifikant zuungunsten der Kernenergie verändern wird, da sowohl auf der Steinkohle-, als auch auf der Kernenergieseite allenfalls 5% zuzuschlagen wären. Diese zusätzlichen Belastungen sind errechnet unter der Hypothese der Einführung einer Vorschrift, die die Stromerzeuger verpflichten würde, alle bisher aus öffentlichen Haushalten unmittelbar oder mittelbar zugunsten des Steinkohlestroms und des Nuklearstroms gewährten Zuschüsse selbst aufzubringen und kostenmäßig zu berücksichtigen. Auf der Steinkohlenseite sind dies vor allem die der Stromerzeugung anteilig zuzurechnenden Investitionszuschüsse, die Kosten für die Steinkohlebevorratung und Steuerausfälle durch die »Bergmannsprämie«. Auf der Kernenergieseite rechnen hierzu die öffentlichen Ausgaben für die Verbesserung der Natururanversorgung, für die Entwicklung der Urananreicherung und der Wiederaufarbeitung, der Abfallbeseitigung und der Endlagerung wie auch die Ausgaben für die Reaktorsicherheit, diese im weitesten Sinne verstanden.[31a].

(4) Der hier auf mindestens 4½ DPfg/kWh veranschlagte Kostennachteil des Steinkohlenstroms und auch des Heizölstroms gegenüber dem Nuklearstrom kann bedenkliche Folgen haben für die Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industriezweige. Auf diese, lange Zeit bewußt oder unbewußt übersehene Tatsache hat erstmals die vom 19. September 1978 datierte Gemeinsame Stellungsnahme der Industrie- und Handelskammern Arnsberg, Bochum, Dortmund, Hagen und Münster deutlich hingewiesen. Bezogen auf den »westfälischen Kernraum«, d.h. auf den östlichen Teil des Ruhrgebiets rechnet diese

[31a] Die Bonner Ressorts Finanzen, Wirtschaft, Forschung und Inneres stellten in einem dem Haushaltsausschuß des Deutschen Bundestages am 19. März 1980 zugeleiteten Bericht fest, daß seit 1956 die Kohle mit knapp 35 Mrd DM und die Kernenergie mit 6,75 Mrd DM subventioniert worden sei. Von diesen insgesamt aufgewendeten Summen könnte aber nur ein kleiner Bruchteil den Kosten der Stromerzeugung aus Kohle bzw. aus Kernenergie angelastet werden, und zwar 0,12 bis 0,14 DPfg je kWh bei der Kohle und maximal 0,24 DPfg/kWh bei der Kernenergie. Angesichts der unverändert bestehenden Kostendifferenz zwischen Kohle und Kernenergie spiele die durch öffentliche Subventionierung herbeigeführte Vergrößerung des Wettbewerbsvorsprungs der Kernkraft gegenüber der Kohle keine nennenswerte Rolle.

Stellungnahme vor, daß der durch die Energiepolitik des Landes Nordrhein-Westfalen bedingte Verzicht auf den Einsatz der Kernenergie die Grundstoff- und Produktionsgüterindustrie nur dieses Raumes 1985 mit jährlich fast 400 Mio DM belasten wird. Nach Auffassung der Kammern führt dies zu Wettbewerbsverzerrungen gegenüber Unternehmen in solchen Regionen, die ihren Grundlaststrom über den Einsatz von Kernenergie oder Braunkohle erhalten, und damit zu einer nicht vertretbaren Benachteiligung der Grundstoff- und Produktionsgüterindustrie des Ruhrgebiets.

In einer im März 1980 vorgelegten Untersuchung (mitgeteilt in der Zeitschrift der Industrie- und Handelskammer Dortmund »Ruhrwirtschaft« Nr. 3/80) rechnet J. Vollradt aus, daß unter der Annahme einer Zuwachsrate der Stromerzeugung von 4% p. a. Nordrhein-Westfalen im Jahre 1986 durch den Betrieb seiner Kernkraftwerke einen Stromkostenvorteil von 316 Mio DM erziele, die übrigen Bundesländer dagegen einen entsprechenden Vorteil von 6844 Mio DM. Diese Feststellung erhält ihr besonderes Gewicht vor dem Hintergrund des von der nordrhein-westfälischen Landesregierung am 12. September 1979 beschlossenen »Aktionsprogramms Ruhr«, für das innerhalb von fünf Jahren Ausgaben des Landes in Höhe von 5,4 Mrd DM und Bundeszuschüsse von 1,47 Mrd. DM vorgesehen sind. Hauptziel dieses Programms ist die Bekämpfung der überdurchschnittlichen Arbeitslosigkeit.

In diesem Zusammenhang ist auch darauf hinzuweisen, daß die von den Elektrizitätserzeugern – nach gehöriger Prüfung und Genehmigung durch die Preisaufsichtsbehörden – vorgenommenen und nicht ohne Unwillen oder gar Widerstand akzeptierten Preiserhöhungen hauptsächlich dadurch verursacht sind, daß der Ausbau der kostengünstigen Kernenergie hinter den Planungen zurückbleibt.

(5) Die Wettbewerbsverzerrungen innerhalb des Bundesgebietes sind gering zu veranschlagen verglichen mit den Wettbewerbsnachteilen, die die ohnehin durch hohe Lohnkosten belastete deutsche Wirtschaft im internationalen Güteraustausch erleiden wird, wenn Deutschland auf Kernenergie teilweise oder vollständig verzichtet. Diese Nachteile sind mit den Beträgen der Mehrbelastung der stromabnehmenden Wirtschaft und der übrigen Stromverbraucher nicht ausreichend beschrieben.

Entscheidend fällt ein anderer Umstand ins Gewicht: Die Europäischen Verträge setzen einem Ausgleich von Wett-

bewerbsnachteilen durch Subventionen bzw. Beihilfen oder durch differenzierte Preisbildung enge Grenzen. Staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen, die durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen, sind nach Art. 92 des EWG-Vertrages nicht erlaubt, soweit sie den Handel zwischen den Mitgliedstaaten beeinträchtigen. Art. 7 des EWG-Vertrages verbietet darüber hinaus jede Diskriminierung aus Gründen der Staatsangehörigkeit. Wenn nicht einer der in den Verträgen bezeichneten Ausnahmetatbestände gegeben ist (Beihilfen sozialer Art, zur Beseitigung außergewöhnlicher Schäden, für benachteiligte Regionen oder besonders betroffene Wirtschaftszweige), ist somit nicht erlaubt, durch höhere Stromkosten und Strompreise entstandene Nachteile auszugleichen. Diese Kostendifferenzen sind im Gemeinsamen Markt auf Dauer festgeschrieben. Bei den im internationalen Wettbewerb bedrängten stromintensiven Fertigungen, vor allem der Grundstoff- und Produktionsgüterindustrien, wird häufig gerade dieser Kostennachteil ausschlaggebend dafür sein, daß man aus dem Markte verdrängt wird.

(6) Bei diesen Überlegungen ist auch zu berücksichtigen, daß, wie kaum ein anderes Land, die Bundesrepublik mit der übrigen Weltwirtschaft verbunden ist. Übersicht 102 gibt sowohl für die USA als auch für die Bundesrepublik einige aus den Statistiken für die Jahre 1976 und 1977 ablesbare wirtschaftliche Daten (Jahreswerte), die dies erkennen lassen.

Dazu muß bedacht werden, daß die beachtliche Steigerung des Sozialprodukts der Bundesrepublik in der Zeit seit der

Übersicht 102: Einfuhrabhängigkeit der USA und der Bundesrepublik

	USA		Bundesrepublik	
	Mrd. $	BSP = 100	Mrd. DM	BSP = 100
Bruttosozialprodukt (BSP)	1790	100	1160	100
Einfuhrwert	134	7,5	229	19,7
Nettoöleinfuhr[a]	45	2,5	33	2,8

[a] unter Einschluß der Mineralölprodukte

Währungsreform (in konstanten Preisen zwischen 1950 und 1980 auf das 4,5-fache, d.h. um 5,1% p.a.) in erster Linie möglich war durch die Ausweitung des Außenhandels und die dadurch erreichte Einbindung in die weltwirtschaftliche Arbeitsteilung. Derzeit beruhen etwa 20 v.H. der volkswirtschaftlichen Wertschöpfung auf Einfuhren; andererseits werden gleichfalls wertmäßig etwa 20% der in der Bundesrepublik erzeugten Güter und Leistungen ausgeführt. Nicht nur die zukünftige wirtschaftliche Entwicklung, sondern auch schon die Bewahrung des erreichten wirtschaftlichen Leistungsstandes setzt voraus, daß sich die außenwirtschaftliche Einbindung nicht wesentlich mindert. Das aber ist nur möglich, wenn die Wettbewerbsfähigkeit der Produkte erhalten bleibt, bei denen die Stromkosten eine mehr als unwesentliche Rolle spielen. In dieser Hinsicht ist übrigens die Lage der Bundesrepublik von der der USA grundverschieden. Dieses Land ist aufgrund seiner weit größeren Leistungskraft und damit stärkeren binnenwirtschaftlichen Arbeitsteilung und Rationalisierung viel weniger auf einen Güteraustausch mit anderen Volkswirtschaften angewiesen als andere Länder, so auch Deutschland. Aus Übersicht 102 geht dies deutlich hervor.

(7) Im Jahre 1985 bleibt die deutsche Kernenergieleistung um wahrscheinlich 7 GWe, möglicherweise sogar noch stärker hinter den in der Zweiten Fortschreibung prognostizierten 24 GWe zurück. Dies entspricht einem Verzicht auf die Erzeugung von Elektrizität durch mehr als fünf Kernkraftwerke der 1230 MWe-Klasse. Bei der errechneten Kostendifferenz von 5 DPfg/kWh und unter Zugrundelegung von 20 Jahren Betriebszeit und vorsichtig 6000 Jahresbenutzungsstunden errechnet sich die durch diesen Verzicht entstehende finanzielle Mehrbelastung der deutschen Volkswirtschaft auf – im Barwert – rund 7,4 Mrd DM (1981) je Kernkraftwerk oder rund 42 Mrd DM (1981) für die gesamten 7 GWe.

Überlegungen dieser Art werden für den im Tagesgeschehen engagierten Politiker ohne Belang sein. Gleichwohl sollte doch einmal darüber nachgedacht werden, um welche finanziellen Größenordnungen es geht, zumal hier nur die Beträge für die bis 1985 in Betrieb zu nehmenden Kernkraftwerke genannt sind und nicht die ungleich höheren Beträge für die Kernkraftwerke, die *nach* diesem Zeitpunkt in Betrieb gehen sollen oder könnten.

Diese Rechnung zeigt übrigens auch, daß sich die nach Anga-

ben des BMFT zwischen 1965 und 1977 für Leichtwasserreaktoren eingesetzten öffentlichen Mittel in Höhe von 4,7 Mrd DM – im Barwert 1979/80 entspricht dies 5,8 Mrd DM – bereits amortisiert haben, wenn man nur die deutsche Atomstromerzeugung bis Ende 1979 – 216 Mrd kWh – brutto – zugrundelegt.

(8) Diese Feststellungen sind zu sehen vor dem Hintergrund der Tatsache, daß die Freiheit der Elektrizitätserzeuger, beim Ausbau ihrer Leistung den günstigsten Kraftwerkstyp wählen zu können, mehr und mehr eingeengt wurde. Der Bau von Braunkohle- und Wasserkraftwerken ist verplant, der von Heizöl- und Erdgaskraftwerken verboten und der von Steinkohlekraftwerken durch die gegenüber dem Bergbau eingegangenen Abnahmeverpflichtungen im Rhythmus festgelegt. So bleibt nur noch die zur Deckung des »Restbedarfs« freie Wahl zwischen Importkohle und Kernkraftwerken.

Ohne Rücksicht auf die Kosten und die Wirtschaftlichkeit sind damit die Einsatzbereiche der verschiedenen Energieträger abgesteckt und zugleich die Investitionsentscheidungen der Elektrizitätswirtschaft weitgehend vorgezeichnet. Dies ist deshalb zu bedauern, weil damit die marktwirtschaftliche Dynamik, die bei vollem Wettbewerb zwischen der Kernenergie und anderen Energien zur Wirkung käme, weitgehend ausgeschaltet wird.

(9) Schließlich sei hingewiesen auf die Unterschiede im *Devisenaufwand* je Kilowattstunde, für die H. Meysenburg in einer persönlichen Mitteilung an den Verfasser vom April 1979 folgende Beträge in DPfg/kWh nennt:

deutsche Kohle	0
Uran im Inland angereichert	0,5
Uran im Ausland angereichert	0,9
Auslandskohle mit Kraftwärmekoppelung	1,4
Auslandskohle ohne Kraftwärmekoppelung	2,8
Öl mit Kraftwärmekopplung	3,2
Öl ohne Kraftwärmekopplung	4,9

Die seit April 1979 eingetretenen Ölpreiserhöhungen sind in diesen Beträgen nicht berücksichtigt.

Im April 1980 präzisierte die VDEW diesen Vergleich durch folgende Rechnung: In Leichtwasserreaktoren braucht man zur Erzeugung von 1 Mrd kWh Kernenergiestrom 22,3 t Natururan. Zur Zeit dieser Rechnung kostet 1 kg Natururan etwa 162

DM. Zur Erzeugung von 1 Mrd kWh Kernenergiestrom sind deshalb Natururanimporte im Gegenwert von 3,6 Mio DM notwendig. Werden Kernkraftwerke zusätzlich zu den Kohlekraftwerken errichtet und der Strom direkt über Wärmepumpen zur Ersetzung der Ölheizungen eingesetzt, so braucht man für eine Einheit Nutzwärme 25% weniger Primärenergie als im Falle des direkten Einsatzes von Öl.

Durch den Einsatz von 1 Mrd kWh Kernenergiestrom kann man somit über den Weg der elektrischen Wärmepumpen etwa 280000 t Ölimporte einsparen. Bei einem Preis von etwa 400 DM/t bedeutet dies Ausgaben in Höhe von 114 Mio DM für Ölimporte (Mitte 1981 bei ca 600 DM/t sogar 171 Mio DM), dies im Vergleich zu 3,6 Mio DM für Natururanimporte. Durch den Einsatz des Kernenergiestroms verbunden mit Wärmepumpen kann man somit die Devisenausgaben um den Faktor 32 (Mitte 1981: 48) reduzieren, eine beeindruckende Rechnung. Mit jedem Gigawatt Kernkraftleistung, das Öl ersetzt, (ein Biblis-Block leistet 1,3 GWe) lassen sich grob gerechnet jährlich 1 Mrd DM Devisen einsparen.

3.3 Leichtwasser-Kernkraftwerke

3.3.1 Bedeutung

Die Leichtwasser-Reaktoren haben sich in den letzten Jahren durchgesetzt. Auf zunächst nicht absehbare Zeit werden Leichtwasser-Kraftwerke das Feld der Kernkraftwerke beherrschen. Ihr Anteil an der Leistung aller Kernkraftwerke der Welt erreichte Ende 1980 86% (386 GW). Er teilte sich im Verhältnis 29 : 71 auf Siede- und Druckwasserreaktoren auf.

In der Bundesrepublik Deutschland sind von den insgesamt 30 Ende 1980 betriebenen, in Bau befindlichen und bestellten Kernkraftwerken mit einer Gesamt-Netto-Leistung von 24259 MWe allein 25 Leichtwasser-Kraftwerke mit insgesamt 23595 MWe. Das entspricht einem Leistungsanteil von über 97%, der sich im Verhältnis 31 : 69 auf Siede- und Druckwasser-Reaktoren aufteilt.

Die Lage ist anders in zwei großen Mitgliedstaaten der Europäischen Gemeinschaft. In Großbritannien wurde bisher noch

kein Leichtwasser-Kraftwerk in Auftrag gegeben. Dort ist eine zugunsten der Schwerwasserlinie getroffene Entscheidung inzwischen widerrufen worden, ohne daß feststeht, ob am AGR festgehalten wird oder ob künftig LWR gebaut werden. Dagegen hat sich Frankreich dieser Linie mit dem 1970 erteilten Auftrag für ein Druckwasser-Kernkraftwerk in Fessenheim am Oberrhein zugewandt und seitdem ein umfangreiches Bauprogramm eingeleitet. Italien, Belgien und die Niederlande setzten von Anbeginn an auf Leichtwasser-Reaktoren. Die Differenzen in den Orientierungen auf Reaktorlinien zwischen den Mitgliedstaaten der Europäischen Gemeinschaft, die wenigstens gegenüber Großbritannien fortbestehen, sind eine der Ursachen für die anhaltenden Schwierigkeiten der Europäischen Atomgemeinschaft.

3.3.2 Verfügbarkeiten, Stillstände

(1) Nach einer von A. Szeless und F. Oszuszky aufgestellten Rechnung war bis Mitte 1980 die durchschnittliche kumulierte *Arbeitsausnutzung*[32] aller 173 Kernkraftwerke der westlichen Welt mit jeweils über 100 MWe Brutto-Leistung 62% (Deutschland 69%), und zwar im einzelnen für Druckwasser-Kraftwerke 64% (Deutschland 69%), für Siedewasser-Kraftwerke 58% (Deutschland 47%, Gundremmingen und Lingen nicht mehr gerechnet), für Schwerwasser-Kraftwerke 65%, für gasgekühlte Kraftwerke 64%, für Schnelle Brüter 55% und für sonstige Kernkraftwerke 51%. Die hier erfaßten 173 Kernkraftwerke hatten Mitte 1980 eine Gesamtleistung von 114 GWe (Deutschland allein 9 GWe) und verfügten über eine Betriebserfahrung von 1198 Reaktorbetriebsjahren (Deutschland allein 42 Jahre)[33].

Ein Maß für die Zuverlässigkeit ist die Zeitverfügbarkeit und die Arbeitsverfügbarkeit. Die *Zeitverfügbarkeit* ist gleich dem Verhältnis der Betriebszeit zuzüglich Reservezeit (Verfügbarkeitszeit) zur Nenn-(Kalender-)Zeit. Die *Arbeitsverfügbarkeit*

[32] Die Arbeitsausnutzung entspricht dem Verhältnis der abgegebenen zu der aufgrund der Engpaßleistung bei dauerndem Vollastbetrieb theoretisch möglichen elektrischen Arbeit.

[33] Vgl. atomwirtschaft, 12/1980, S. 618. Der Bericht der gleichen Verfasser über die Verfügbarkeit der Kernkraftwerke der Welt im Jahr 1980 (atomwirtschaft, 7/1981, S. 411) erfaßt 188 Anlagen mit 1289 Reaktorbetriebsjahren und 126,4 MWe Bruttoleistung. Die Verfügbarkeit hat sich danach bis Ende 1980 nur unwesentlich verändert.

entspricht dem Verhältnis der in einer bestimmten Zeit verfügbar gewesenen (nicht etwa der abgegebenen) elektrischen Arbeit zu der in der gleichen Zeit aufgrund der Engpaßleistung bei dauerndem Vollastbetrieb theoretisch möglichen elektrischen Arbeit.

Nach einer Mitteilung des Atomic Industrial Forum (AIF) der Vereinigten Staaten war die durchschnittliche Zeitverfügbarkeit der dort betriebenen Kernkraftwerke – fast ausschließlich Leichtwasser-Kraftwerke – 1975 73,8% und 1976 71,6%. Die nicht geplanten Stillstände machten 13,7 bzw. 14,2% aus. Für die deutschen LWR-Kraftwerke zeigt eine Untersuchung von W. Fehndrich und W. Kutsch[34], daß die Arbeitsverfügbarkeit nach Überwindung der Anlaufschwierigkeiten etwa zwei Jahre nach Betriebsaufnahme sich bei etwa 70% einpendelt. Die Nichtverfügbarkeit ist mit rund 7% den Brennelementewechseln und mit rund 20% Störfällen zuzurechnen. Nach Auffassung der Autoren besteht aber alle Aussicht, daß die Störfall-Nichtverfügbarkeit zurückgehen wird.

Übersicht 103: Stillstände von Leichtwasser-Kraftwerken in den FORATOM-Ländern bis Ende 1972

	insgesamt	ohne außerordentliche Schadensfälle
Stillstände von mehr als 10 Tagen wegen Schäden der Reaktoranlage	17,6%	7,5%
Stillstände wegen Schäden der Dampfkraftanlage	8,4%	5,5%
Stillstände von mehr als 10 Tagen insgesamt	26 %	13 %
Stillstände von weniger als 10 Tagen	5 %	
Brennstoffwechsel und Wartung	9 %	
Leistungsbeschränkungen durch das elektrische Netz	3 %	
Stillstände insgesamt	43 %	
kumulative Arbeitsausnutzung	57 %	
	100 %	

[34] atomwirtschaft, 5/76, S. 260.

(2) Auf dem 5. FORATOM-Kongreß im Oktober 1973 in Florenz wurden die Erfahrungen aller westeuropäischen Länder beim Betrieb von Leichtwasser-Kraftwerken mitgeteilt[35]. Danach waren bis Ende 1972 Kernkraftwerke dieser Reihe mit einer Gesamtbetriebszeit von 53 Jahren in Betrieb. In dieser Zeit wurden die aus Übersicht 103 ersichtlichen Stillstände registriert.

Als »außerordentlich« wurden dabei die folgenden *Schadensfälle* klassifiziert:

- die Schäden an den Kerneinbauten der Druckwasser-Reaktoren von Trino Vercellese und Chooz (ungenügende Befestigung der Einbauten im Reaktordruckbehälter) 1967 bis 1969;
- die Turbinenbrände in Lingen und Mühleberg;
- die Schaufelschäden an der Niederdruckturbine von Gundremmingen 1968 und 1969.

Neben diesen Schäden verursachten die folgenden *Fehler* längere Stillstände:

- undichte Dampferzeugerrohre, Rohrleitungsanschlüsse und Dichtungen an den Kühlmittelumwälzpumpen;
- Störungen im Schmieröl- und Steuerölsystem der Dampfturbinen;
- Risse durch Schwingungen und Korrosion in den Wasserabscheidern und Zwischenüberhitzern der Dampfturbine.

Die auf dem FORATOM-Kongreß 1973 vorgelegten Betriebsergebnisse ließen erwarten, daß die Arbeitsnutzung sowohl mit der Zahl der Betriebsjahre einer Anlage als auch unabhängig davon mit der Zeit steigt. Offenbar gelingt es zunehmend, das Risiko größerer Schadensfälle zu beherrschen. Die Arbeitsausnutzung nähert sich damit Werten, die für herkömmliche Wärmekraftwerke die Norm sind. Nach Auffassung des FORATOM-Berichterstatters sind Standardisierung und systematische Qualitätskontrolle die wichtigsten Mittel zur Erreichung dieses Ziels.

Eine auf neueren Stand gebrachte Analyse der Gründe für Stillstände von Kernkraftwerken liefert Übersicht 104. Man erkennt den Zuverlässigkeitsunterschied zwischen den Druckwasser- und Siedewasser-Reaktoren. Bei den letzteren haben bis Ende 1977 vor allem die Ausfälle von Kahl und Lingen zu Buch geschlagen.

[35] Vgl. dazu H. H. König, Kernkraftwerke in Europa: Gestern, heute, morgen. In: Atom und Strom (1974), 3 und 4.

Übersicht 104: Ursachen der Nicht-Verfügbarkeit von KWU-Kernkraftwerken 1973 bis 1977 i.v.H.

	PWR	BWR
Anlagenzahl	8	5
BE-Wechsel/Inspektion	11,5	6,0
Primäranlage	1,8	26,0[a]
Sekundäranlage	4,7	3,0
sonstige Gründe	3,5	4,0
zusammen	21,5	39,0

[a] Kahl 8,0 v.H.
Gundremmingen 3,0 v.H.
Lingen 13,0 v.H.
Brunsbüttel 2,0 v.H.

Quelle: Atom + Strom 6/78, S. 151

Für die zehn in Deutschland Ende 1980 wenigstens ein volles Jahr betriebenen Leichtwasser-Kraftwerke wurden die aus Übersicht 105 abzulesenden Arbeitsverfügbarkeiten festgestellt.

Nach Übersicht 105 grenzen sich vier Gruppen von Kernkraftwerken ab:

- zwei ältere, seit längerer Zeit stilliegende Kernkraftwerke, deren Wiederinbetriebnahme wegen der dazu erforderlichen »Nachrüstung« auf den inzwischen angehobenen Sicherheitsstandard auszuschließen oder ungewiß ist: Lingen und Gundremmingen;

---

zu nebenstehender Übersicht

[a] »Arbeitsausnutzung«; diese bleibt hinter der Arbeitsverfügbarkeit um die Zeiten zurück, in welchen das Kraftwerk zwar verfügbar, mangels Nachfrage aber nicht in Betrieb war.

[b] endgültig stillgelegt

[c] Die Verpflichtung des Betreibers, des RWE, zur Abnahme von Steinkohlestrom machte eine Zurücknahme der Kernenergie- und der Braunkohleleistung erforderlich. Deshalb wurde im ersten Halbjahr 1979 Biblis B überwiegend mit nur 50% der Nennleistung betrieben. Die Arbeitsausnutzung (56,2%) lag daher deutlich unter der Arbeitsverfügbarkeit (66,3%).

[d] Die geringe Verfügbarkeit ist verursacht durch Reparaturen an der Kerneinfassung innerhalb des Reaktorblocks wie auch durch eine Absenkung der Leistung wegen der Schwierigkeiten, die abgebrannten Brennelemente zu lagern: ein Gerichtsbeschluß hatte die bereits für das Kompaktlager erteilte Genehmigung wieder in Frage gestellt.

Übersicht 105: Arbeitsverfügbarkeiten deutscher Kernkraftwerke jeweils in %

	Inbetriebnahme	von Inbetriebnahme bis Ende 1980	im Jahre 1975	1976	1977	1978	1979	1980
Gundremmingen			86,7	58,6	3,6	–	–	–
Lingen[b]			71,8	75,2	1,3	–	–	–
Obrigheim	3/69	81,2	90,4	82,9	75,2	77,3	82,5	73,8
Stade	5/72	84,4	82,3	93,6	93,6	95,2	76,5	74,8
Biblis A	2/75	68,7	85,1	51,4	65,4	75,4	88,4	43,7[d]
Würgassen	11/75	55,9	73,3	81,6	80,2	60,8	27,2	67,4
Brunsbüttel	2/77	26,9	–	–	41,9	34,7	0	27,4
Neckar	10/76	68,7	–	–	79,4	70,4	50,9	77,8
Biblis B	1/77	71,0	–	–	79,0	66,3[c]	78,1	61,9[c]
Isar	2/77	62,6	–	–	–	31,1[a]	69,5	55,2
Esensham	9/79	87,7	–	–	–	–	–	85,9

• zwei Kernkraftwerke mit längeren, störungsbedingten Ausfallzeiten in den letzten Jahren: Würgassen und Brunsbüttel;
• ein Kernkraftwerk, über das noch kein endgültiges Urteil abgegeben werden kann: Isar;
• sechs Kernkraftwerke, die zufriedenstellend laufen: Obrigheim, Stade, Biblis A, Neckarwestheim 1 und Biblis B und Esensham.

Insbesondere aufgrund der Betriebsergebnisse der letzten Gruppe ist eine Verfügbarkeit von 74% – das entspricht 6500 Jahresvollaststunden – ein durchaus realistisches Ziel. (Seit Inbetriebnahme erreichten diese sechs Kraftwerke – übrigens ausschließlich DWR – kumulierte Arbeitsverfügbarkeiten zwischen 68,7 und 87,7%, im arithmetischen Mittel: 77,5%.) Es besteht jedenfalls kein begründeter Anlaß daran zu zweifeln, daß die bislang in Obrigheim, Stade, Biblis usw. erreichten hohen Arbeitsverfügbarkeiten zukünftig die Regel sein werden.

3.4 Investitionen – Nuklearindustrie

3.4.1 Investitionen für die Kernenergie

(1) Der Brutto-Anlagepreis eines Leichtwasser-Kraftwerks mit einer Nettoleistung von 1228 MWe lag 1979 bei 1900 DM/kWe, das sind insgesamt 2,3 Mrd DM. Unter Einschluß der Brennstoffkreislaufkosten und der Betriebs- und Unterhaltungskosten stellt sich der auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme auf- oder abgezinste Barwert aller während der Bau- und Betriebszeit entstehenden Kosten eines solchen Kraftwerks auf rund 4 Mrd DM – gleichfalls Preisstand 1979. (Die arithmetische, d.h. nicht abgezinste Summe aller Aufwendungen übersteigt 8 Mrd DM, ist also wesentlich höher.)

Während des Jahrzehnts 1980 bis 1990 werden zwischen 25 und 50 GWe Kernkraftleistung im Bau begonnen und gleichzeitig zwischen 12 und 25 GWe Kernkraftleistung in Betrieb genommen werden, stets vorausgesetzt, es kommt nicht zu der Entscheidung, auf den Zubau von Kernkraftwerken zu verzichten. Abgestellt auf im Mittel 28 GWe ergibt sich – grob angenähert – für dieses Jahrzehnt ein Gesamtaufwand von etwa 112 Mrd DM – Preis- und Kostenniveau Frühjahr 1979; alle Beträge auf- oder abgezinst auf den Zeitpunkt der jeweiligen

Inbetriebnahme. Diese Summe teilt sich wie folgt auf die Hauptkostenarten auf:

		Mrd DM
Kapitalkosten der Anlagen einschl. der Aufwendungen der Bauherren, aber ohne die ersten Cores		66
davon Bauarbeiten einschl. Sicherheitsbehälter	11	
Aufwendungen für Reaktoranlagen	30	
Aufwendungen für die Turbogeneratoren	25	
Brennstoffkreislaufkosten einschl. der ersten Cores		27
Betriebskosten		27
		112

(2) Den überwiegenden Teil dieses Investitionsaufwands wird die *Elektrizitätswirtschaft* tragen müssen. Für diesen Wirtschaftszweig bringt die Zuwendung zur Kernenergie zusätzliche finanzielle Belastungen erheblichen Ausmaßes, die vornehmlich verursacht sind durch

- die höheren spezifischen Anlagekosten von Kernkraftwerken;
- die zur Sicherung der Versorgung mit Kernbrennstoffen und die Entsorgung erforderlichen Investitionen in der Brennstoffzyklusindustrie;
- die Verlängerung der für die Planung, die Genehmigung und den Bau der Anlagen benötigten Zeiten[35a];
- strengere Anforderungen in bezug auf die Reaktorsicherheit und den Strahlenschutz;
- den durch die Begrenzung der Kühlwassermengen bedingten Übergang zu aufwendigen Kühlverfahren.

Diese Tendenz kommt auch in der Entwicklung der Investitionen der deutschen öffentlichen Elektrizitätsversorgung zum Ausdruck (die Investitionen für die industriellen Eigenanlagen und die Bundesbahn-Kraftwerke – 1 bis 1,5 Mrd DM in 1974 – sind in den folgenden Beträgen nicht enthalten):

[35a] Das Deutsche Atomforum teilte im Mai 1981 mit, seit 1973 seien bei den elf in Bau befindlichen Kernkraftwerken insgesamt 58 Jahre Verzögerungen eingetreten. Unter Einschluß der inzwischen in Betrieb gegangenen Kernkraftwerke ergäben sich sogar über 80 Jahre. Dadurch würden Investitionen von etwa 40 Mrd DM blockiert.

1968	3,4 Mrd DM	1975	10,2 Mrd DM
1969	3,7 Mrd DM	1976	9,5 Mrd DM
1970	4,8 Mrd DM	1977	8,3 Mrd DM
1971	6,4 Mrd DM	1978	8,9 Mrd DM
1972	7,8 Mrd DM	1979	8,2 Mrd DM
1973	8,9 Mrd DM	1980	11,0 Mrd DM
1974	9,8 Mrd DM		

Das entspricht einer durchschnittlichen Jahreszuwachsrate 1968 bis 1980 von 10%. Der Rückgang zwischen 1975 und 1977 ist nicht nur der Rezession, sondern auch dem durch Verzögerungen in den Genehmigungsverfahren verursachten Investitionsstau zuzuschreiben, der nach Feststellungen der VDEW vom Juni 1978, bestätigt durch eine Mitteilung vom Juni 1979, auf 15 Mrd DM veranschlagt wird.

Das ifo-Institut in München erwartet in Übereinstimmung mit der VDEW, daß die Elektrizitätswirtschaft ihre Investitionsausgaben zwischen 1981 und 1984 um 12% p.a. auf nominal 17,3 Mrd DM steigern wird. Diese Tendenz wird sich auch nach 1984 fortsetzen, da nach dem Planungsstand von 1980/81 bei einer Stromverbrauchs-Zuwachsrate von 4% p.a. eine Kraftwerksleistung von 22 GW, davon 16 GW Kernkraftwerke bis 1988 zugebaut werden muß.

Unabhängig davon gilt es, ältere umweltbelastende Kohlekraftwerke durch neuere Anlagen zu ersetzen und dadurch zugleich um rund 20% günstigere Wirkungsgrade zu erzielen. Allein in Nordrhein-Westfalen kommen hierfür 40 mehr als 25 Jahre alte Kraftwerke mit 4 GWe Leistung in Frage.

(3) Eine Untersuchung der Dresdner Bank vom Herbst 1979[36] schätzt den Gesamtbedarf für Investitionen des Elektrizitätssektors der Bundesrepublik für die Jahre 1980 bis 1990 (heutige Preise zugrundegelegt) wie folgt (siehe Kosten):

[36] R. Diel, G. Radtke und R. Stössel, Der Investitionsbedarf der Energiewirtschaft und seine Finanzierung, vorgelegt als Bericht für die 11. Weltenergiekonferenz im September 1980 in München.

Kraftwerksneubauten	88 Mrd DM
davon 69 Mrd DM (78%) für Kernkraftwerke	
Leitungsnetz	59 Mrd DM
Kernbrennstoffversorgung unter Einschluß des Finanzbedarfs für Urankäufe, Lohnanreicherung und Wiederaufarbeitung durch die COGEMA	28 Mrd DM
davon 10 Mrd DM für Uranprospektion und Natururankäufe, 10 Mrd DM für Urananreicherung, 2,5 Mrd DM für die Brennelementherstellung und 5 Mrd DM für die Entsorgung	
insgesamt somit	175 Mrd DM

Für die übrige Energiewirtschaft (Kohle, Erdöl, Erdgas und Regenerative) wird die Höhe der Investitionen auf 145 Mrd DM veranschlagt, so daß sich ein Gesamtbedarf für Investitionen der gesamten Energiewirtschaft für die Jahre 1980 bis 1990 von 320 Mrd DM errechnet. Hiervon entfallen 97 Mrd DM oder 30% auf die Kernenergie (Kernkraftwerke, Natururan, Anreicherung, Brennelementherstellung und Wiederaufbereitung). Die Gesamtsumme der Investitionen in der deutschen Energiewirtschaft bis zum Ende dieses Jahrhunderts wird von der Dresdner Bank auf 760 Mrd DM veranschlagt, d.s. 3,14% der auf 16,4 Billionen DM geschätzten Summe für die gesamte westliche Welt. Von den 760 Mrd DM entfällt die Hälfte auf die Elektrizitätswirtschaft und den Kernbrennstoffkreislauf. Der Ansicht der Dresdner Bank, daß die herkömmlichen Mittel nicht ausreichen werden, um diesen Finanzierungsbedarf zu decken, ist zuzustimmen.

3.4.2 Die amerikanische Kraftwerkindustrie

Den Herstellern von Kraftwerken in den Vereinigten Staaten ist bereits im Jahre 1953 bewußt geworden, daß sie, um funktions- und leistungsfähige Leichtwasser-Kernkraftwerke bauen zu können, zunächst die Konzeption der Turbinen an die Dampfcharakteristika eines Reaktors anpassen und zugleich Brennelemente entwickeln müssen. 1955/56 waren drei Unternehmen in der Lage, den Bau von Prototyp-Kraftwerken mit Unterstützung der Atomenergie-Kommission der Vereinigten Staaten, der USAEC[37], in Angriff zu nehmen:

[37] Im Februar 1975 wurde die USAEC aufgelöst. Ihre Aufgaben auf dem Gebiete der Forschung und Entwicklung gingen über auf die ERDA (Energy

- *Westinghouse:* das 1961 in Betrieb genommene 175 MWe-Druckwasser-Kraftwerk Yankee in Rowe/Mass. für die Yankee Atomic Electric Co.;
- *General Electric:* das 1960 in Betrieb genommene 200 MWe-Siedewasser-Kraftwerk Dresden in Morris/Ill. für die Commonwealth Edison Co.;
- *Babcock & Wilcox:* das 1963 in Betrieb genommene 265 MWe-Druckwasser-Kraftwerk und nunmehr in der Stillegung befindliche Indian Point 1 im Staate New York für die Consolidated Edison Co.

Jedes der drei genannten Kraftwerke erzeugte bis April 1980 wenigstens 16,8 TWh Strom.

Bereits acht Jahre später fand der Durchbruch statt. General Electric und Westinghouse machten im Jahre 1963 die ersten Angebote für schlüsselfertige Leichtwasser-Kraftwerke, deren Preise so kalkuliert waren, daß die von den Firmen aufgewandten Entwicklungskosten mit fünf bis zehn Aufträgen wieder hereingeholt werden konnten, eine Hoffnung, die allerdings trog. Das markanteste Ereignis war der 1963 von der Jersey Central Power & Light Co. an die General Electric erteilte Auftrag zum Bau des 560 MWe-Siedewasser-Kraftwerks OYSTER CREEK 1 in Toms River/New Jersey. Dieses Kraftwerk, das ursprünglich 1967 fertiggestellt sein sollte, konnte seinen Betrieb erst 1969 aufnehmen, nachdem Haarrisse in den Regelstabstutzen beseitigt waren.

Von dem seitdem verzeichneten Auftragsboom für Kernkraftwerke in den Vereinigten Staaten haben nicht nur die beiden zuerst fast allein engagierten Unternehmen General Electric und Westinghouse, sondern auch Babcock & Wilcox und mit einiger Verzögerung Combustion Engineering profitiert. Dagegen hat sich das fünfte große Reaktorbau-Unternehmen der USA, die (Gulf) General Atomic, die die Hochtemperatur-Reaktorlinie entwickelt, nicht durchgesetzt.

3.4.3 Die deutsche Kraftwerkindustrie

(1) Der Bundesrepublik Deutschland ist die Kernforschung und Kerntechnik erst 1955 von den damaligen Besatzungsmächten

Research and Development Administration). Diese Behörde ist auch für die bisher im militärischen Bereich von der USAEC wahrgenommenen Aufgaben zuständig. Später sind deren Befugnisse auf das Department of Energy (DOE) übergegangen.

wieder erlaubt worden. Von vornherein war man damals bestrebt, die Kernenergiewirtschaft marktwirtschaftlich auszurichten. Die Investitionsentscheidungen der Energieversorgungsunternehmen sollten daher nach kaufmännischen Kriterien gefällt werden, die Unternehmen der Reaktorbauindustrie und der Brennstoffwirtschaft sollten ihre Entscheidungen selbstverantwortlich treffen. Nach dieser grundsätzlich bis in die Gegenwart durchgehaltenen Konzeption beschränkt sich der Staat darauf, die notwendigen finanziellen Hilfen zu geben und die Entwicklung durch seine Forschungseinrichtungen zu fördern. Ziel war von Anfang an, die Kernforschung und Kerntechnik mit einem Minimum an Interventionen in einem Maße zu entwickeln, das der Bundesrepublik erlaubte, den Anschluß an die Entwicklung in nuklear fortgeschrittenen Ländern, insbesondere den Vereinigten Staaten, Großbritannien und Frankreich zu finden.

In diesem Orientierungsrahmen haben ab 1955 insgesamt sechs deutsche Unternehmen und eine Unternehmensgruppe die Kerntechnik in ihr Programm aufgenommen mit dem Ziel, Leistungsreaktoren zu bauen und anzubieten (in Klammern der im Rahmen des »Eltviller 500 MWe-Programms« von 1957 und anderer Programme dieser Zeit von den Unternehmen entwickelte Reaktortyp):

- AEG, Allgemeine Electricitäts-Gesellschaft AG, Frankfurt/Main (Siedewasser-Reaktoren zusammen mit der General Electric);
- BBC/Krupp, Brown Boveri/Krupp Reaktorbau GmbH (BBK), damals Düsseldorf (gasgekühlte Hochtemperatur-Reaktoren);
- Deutsche Babcock AG, Oberhausen/Rhld. (Magnox-Reaktoren);
- GHH, Gutehoffnungshütte Sterkrade AG, Oberhausen-Sterkrade;
- Interatom, Internationale Atomreaktorbau GmbH, Bensberg bei Köln – ursprünglich eine Tochtergesellschaft der DEMAG und der Atomics International (organisch moderierter und gekühlter Reaktor);
- MAN, Maschinenfabrik Augsburg-Nürnberg AG, Augsburg und Nürnberg;
- SSW, Siemens-Schuckert Werke AG, Erlangen (Schwerwasser-Reaktoren nach dem Druckröhren-Prinzip und Leichtwasser-Druckwasser-Reaktoren mit Westinghouse-Lizenz).

(2) Im Laufe der Jahre hat sich die Reaktorbauindustrie stark konzentriert. Übrig geblieben sind drei Einheiten:

(a) Die 1969 gegründete Kraftwerk Union AG *(KWU)* in Mülheim/Ruhr faßt die Kernkraftaktivitäten von Siemens und AEG-Telefunken zusammen. Mit Wirkung vom 1. April 1973 wurden in diese Gesellschaft auch die zunächst noch in den Muttergesellschaften fortgeführten Reaktorabteilungen eingebracht. Die KWU bietet Siede- und Druckwasser-Reaktoren an[38]. Sie und die Mutter-Unternehmen haben zugleich ihre Lizenzabhängigkeit von Westinghouse vollständig beenden und von der General Electric weitgehend einschränken können.

Vor allem veranlaßt durch die erheblichen Verluste in der Inbetriebnahmephase des Kernkraftwerks Würgassen hat sich die AEG in den Jahren 1974 und 1975 aus der KWU und zugleich auch aus dem Reaktorgeschäft zurückgezogen. Am 5. November 1974 erklärte der Vorstand der AEG-Telefunken, er erwäge einen wenigstens teilweisen Rückzug aus dem Kraftwerksgeschäft und wolle seine Anteile an der KWU zurückgeben. Laut Jahresabschluß hatte die AEG-Telefunken-Gruppe Inland 1974 einen Verlust von 664 Mio DM erlitten, der durch die außerordentliche Risikovorsorge für das Kernreaktorgeschäft zustande kam. Die Bilanz der AEG/Telefunken wies Ende 1975 eine Rückstellung in Höhe von 850 Mio DM aus zur Abdeckung von Risiken aus dem Kernreaktorgeschäft der KWU. Längere Zeit verhandelten die beiden Unternehmen über einen Transfer der Hälfte der AEG-Beteiligung an Siemens. Schließlich einigte man sich auf eine Übertragung des

[38] Das Auftragsvolumen (ohne Letters of Intent) der KWU erreichte im Herbst 1979 17,5 Mrd DM, wovon aber 6 Mrd DM auf die durch Genehmigungsverfahren, Gerichtsurteile usw. blockierten Kernkraftwerksaufträge entfallen. Der Auftragsbestand verteilt sich mit 15,7 Mrd DM auf nukleare und 1,8 Mrd DM auf konventionelle Kraftwerke, regional mit 13,8 Mrd DM auf das Inland und 3,8 Mrd DM auf das Ausland. Nur die 1974 von Brasilien und 1975 vom Iran übernommenen Aufträge für Kernkraftwerke haben – wenigstens vorübergehend – eine ausreichende Beschäftigung dieses Unternehmens gewährleistet. Bei dieser Lage hat der Widerruf des vom Iran erteilten Auftrags dieses Unternehmen besonders schwer getroffen. Die Auftragslage hat sich im Geschäftsjahr 1979/80 etwas gebessert. In diesem Jahr sind für 4,7 Mrd DM neue Aufträge eingegangen gegenüber 2,5 Mrd DM im Vorjahr. Zwei Aufträge für Kernkraftwerke wurden aus dem Ausland vergeben: Atucha 2 (Argentinien) und Trillo 2 (Spanien). Aus dem Inland ging eine Kaufabsichtserklärung für den Block Isar 2 ein. Gleichviel bleibt die Beschäftigungslage unbefriedigend. Daher ist beabsichtigt, die Zahl der Beschäftigten im Laufe der nächsten Jahre um rund 20% zu verringern.

gesamten AEG-Anteils auf Siemens ab 1. Januar 1977; Preis: 618 Mio DM.

Die den schnellen natriumgekühlten Brutreaktor entwickelnde *Interatom,* Internationale Atomreaktorbau mbH in Bensberg/Rhld., ist inzwischen eine 100%ige Tochter der KWU geworden. Eine zweite Tochtergesellschaft der KWU, die *GHT,* Gesellschaft für Hochtemperaturtechnik mbH, gleichfalls in Bensberg/Rhld., befaßt sich mit der Entwicklung von Hochtemperatur-Reaktoren.

(b) Erst 1972 wurde das zweite deutsche Unternehmen gegründet, das Leichtwasser-Reaktoren (Druckwasser-Reaktoren) entwickelt und anbietet, die Babcock-Brown Boveri Reaktor GmbH *(BBR),* Mannheim. An der BBR sind die Babcock & Wilcox Corp., New York[39], mit zunächst 74% und nunmehr 40% und die BBC Mannheim mit zunächst 26% und nunmehr 60% beteiligt. Nach einer Erklärung vom Juni 1979 will die BBC die restlichen 40% bis Ende 1980 übernehmen. Das ist geschehen. Seit dem 1. Januar 1981 ist der Firmenname: *Brown Boveri Reaktor GmbH (BBR).*

(c) Gleichfalls erst 1972 wurde von der BBC-Brown Boveri & Cie. AG, Mannheim, und der GGA, Gulf-General Atomic Corp., San Diego/Kalifornien, die *HRB,* Hochtemperatur-Reaktorbau GmbH, Köln, gegründet. An der Gruppe der Gulf, die sich mit der Entwicklung der Hochtemperatur-Reaktoren befaßt, der Gulf Energy & Environmental Systems Inc., hat sich die Royal Dutch/Shell-Gruppe inzwischen mit 50% beteiligt. Diese beiden Unternehmen haben zwei gemeinsame Töchter: die General Atomic Co. für Tätigkeiten in den Vereinigten Staaten und die General Atomic International für Tätigkeiten außerhalb der Vereinigten Staaten.

Die ursprünglich engagierten Unternehmen haben sich entweder in eine der vorgenannten Gruppen eingegliedert – AEG (zeitweise) Babcock (bis Ende 1980), BBC, Interatom und Siemens – oder beschränken sich nunmehr auf Zulieferungen – DEMAG, GHH, Krupp, MAN, AEG und Babcock. Einen Überblick über die nationalen und internationalen Verflechtun-

[39] Eine Division der Ray MacDermott-Gruppe, wohl zu unterscheiden von den beiden rechtlich und wirtschaftlich hiermit nicht verbundenen Unternehmen gleichen Namens, der Babcock & Wilcox Ltd. London und der Deutschen Babcock AG. Oberhausen/Rhld., an der der Iran mit 25% beteiligt ist.

GHT
Gesellschaft für Hochtemperatur-technik
Bensberg

60%

KWU
Kraftwerk Union AG
Mühlheim

100%

Siemens
Aktiengesellschaft
Berlin-München

100%

40%

INTERATOM
Internationale Atomreaktorbau GmbH
Bensberg

70%

General Atomic International (USA)

45%

HRB
Hochtemperatur Reaktorbau GmbH
Köln

55%

A.-G. Brown Boveri & Cie. Baden (Schweiz)

rd. 56%

Brown, Boveri & Cie.AG
Mannheim

60% [a]

BBR
Babcock-Brown Boveri Reaktor GmbH
Mannheim

The Babcock and Wilcox Company
New York (USA)

40%

N.V. Neratoom
Amsterdam (Niederlande)

15%

INB
Internationale Brutreaktor-Baugesellschaft mbH
Bensberg

Belgonucléaire S.A.
Brüssel (Belgien)

15%

[a] zusammen mit BBC Baden; seit Ende 1980 hat BBC auch die restlichen 40% von Babcock & Wilcox (USA) übernommen

Abb. 50: Verflechtungen deutscher Unternehmen, die Kernkraftwerke anbieten

gen der deutschen Unternehmen, die Kernkraftwerke herstellen, vermittelt Abb. 50.

(3) Im Zusammenhang mit den Auseinandersetzungen des Jahres 1977 um ein Kernenergiemoratorium gab es auch Untersuchungen über die Auswirkungen eines Verzichts auf den weiteren Ausbau der Kernenergie. Für die deutsche Kernkraftindustrie werden vor allem zwei schwerwiegende Konsequenzen gesehen[40]:

- Es entsteht ein Verlust von 200000 bis 250000 Arbeitsplätzen in der Reaktorbau-, Brennstoffkreislauf- und Zulieferindustrie, wenigstens bis 1985.
- Die deutsche Reaktorbau- und Brennstoffkreislaufindustrie einschließlich der Zulieferindustrie würde ihre Spitzenstellung auf dem Weltmarkt einbüßen. Der vordem leistungsfähigen italienischen Industrie ist ein ähnliches Schicksal widerfahren, als sie 10 Jahre lang – zwischen 1959 und 1969 – keinerlei Aufträge über Leistungsreaktoren erhielt.

Das seit mehreren Jahren faktisch bestehende Kernkraftmoratorium in Deutschland – im Juni 1979 veranschlagte die Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke den Investionsstau bei Kraftwerken auf 15 Mrd DM – hat in Verbindung mit den Schwierigkeiten bei Exportaufträgen einige dieser Befürchtungen bereits bestätigt, obwohl auf den derzeit nicht gestörten Kernkraftbaustellen (Krümmel, Grafenrheinfeld, Mülheim-Kärlich, Gundremmingen, Philippsburg und Grohnde) weiter gearbeitet wird. KWU, BBC und einige ihrer Töchter haben erste Entlassungen vorgenommen. Schwerer wiegt aber, daß später nicht mehr zu ersetzende Fachkräfte abwandern und befähigte junge Naturwissenschaftler und Ingenieure »sich nicht mehr motiviert fühlen«, eine Tätigkeit in der Reaktorbau- und Brennstoffkreislauf-Industrie anzunehmen oder anzustreben, kurz ein technologischer Fadenriß droht.

Die deutschen Hersteller von Kernkraftwerken vertrauen auf eine Besserung der Auftrags- und Beschäftigungslage. Eine Beschleunigung des Genehmigungsverfahrens und zugleich eine Rationalisierung der Fertigung erwarten sie von einer Standardisierung mit der Möglichkeit, wesentliche Komponenten von Kernkraftwerken einmalig – im Konvoi – zu genehmigen und serienmäßig herzustellen.

[40] So insbesondere das Deutsche Atomforum in einem Memorandum vom August 1977.

3.4.4 Die Kraftwerkindustrie in europäischen Nachbarländern

In der Bundesrepublik Deutschland ist die Konzentration der Reaktorbau-Industrie erfolgt, ohne daß der Staat direkt oder als öffentlicher Auftraggeber einen bestimmenden Einfluß ausübte. Das war nicht so in Großbritannien und in Frankreich. Dort haben sowohl der staatliche Elektrizitätserzeuger als auch die Atomenergiebehörde nachdrücklich auf eine Restrukturierung dieser Industrie hingewirkt, wobei erschwerend die notwendigerweise erfolgte oder noch bevorstehende, in jedem Falle aber verspätete Umstellung auf neue Reaktorlinien hinzutrat.

3.4.4.1 Großbritannien

In *Großbritannien* sind die verschiedenen Reaktorbau-Unternehmen inzwischen in zwei Gruppen aufgegangen:

- Die BNDC, British Nuclear Design and Construction Ltd. Auf diese Firma sind die NDC (Nuclear Design and Construction Ltd.) und die APC (Atomic Power Construction Ltd.) übergegangen. Die NDC hatte ihrerseits die Nuklearaktivitäten der Firmen Babcock & Wilcox, English Electric und Taylor Woodrow Construction übernommen. In der APC sind die der Firmen GEC (General Electric Co.) und Simon Carves aufgegangen.
- Die TNPG (The Nuclear Power Group), die ihrerseits die AEI, (Associated Electric Industries), die John Tompson und die NPPC (Parsons, Reyrolle, Head Weightson, McAlpine, Whessoe, Clarke Chapman[40a], Strachan & Henshaw) aufgenommen hat.

Im Zuge der Bemühungen um eine noch weitergehende Konzentration der britischen Reaktorbau-Industrie erwogen die beiden genannten Konsortien Anfang 1973, miteinander zu fusionieren und zugleich die British Nuclear Fuels Ltd. (BNFL) aufzunehmen. Die britische Regierung hat sich diesen Plänen aber widersetzt und eine noch weitergehende Konzentration veranlaßt. Am 22. März 1973 schlug der zuständige Minister für Handel und Industrie, P. Walker, dem Unterhaus vor, um die britische General Electric Co. Ltd. (GEC) (die nichts mit der amerikanischen General Electric zu tun hat) unter Beteiligung der öffentlichen Hand und der beiden bestehenden Reaktorbau-Konsortien TNPG und BNDC einen Elektro-Nuklear-Konzern, die NNC (National Nuclear Corp.)/NPC (Nuclear Power

[40a] Jetzt NEI Power Engineering Ltd.

Company), aufzubauen, in dem alle bedeutsamen, bisher auf dem Gebiete der Kernenergie tätigen Unternehmen aufgehen sollen. Die britische Regierung wolle sich an diesem Unternehmen mit 15% beteiligen. Dies ist inzwischen geschehen. Die NNC ist am 28. Juni 1975 gegründet worden. An ihr sind die britische General Electric Co. mit 50%, die UKAEA mit 15% und sieben Unternehmen, die bisher die BNDC und die TNPG[41] bildeten, mit insgesamt 35% beteiligt[42]. Die zukünftigen unternehmerischen Verbindungen zu nicht-britischen Reaktorbau-Unternehmen sind zunächst offen, zumal nach wie vor unentschieden ist, welche Reaktorlinie dieses Land wählen wird[43].

3.4.4.2 Frankreich

In *Frankreich* ist gleichfalls eine Konzentration auf wenige Gruppen erfolgt, hier unter maßgebendem Einfluß des CEA (Commissariat à l'Energie Atomique):

- Die von der General Electric lizenzierte SOGERCA (Société Générale pour l'Entreprise des Réacteurs et des Centrales Atomiques). In diesem Unternehmen sind zwei seit langem auf dem Reaktorgebiet tätige Firmen aufgegangen, die Alsthom (Société Générale des Constructions Electriques et Mécaniques) und das GAAA (Groupement pour les Activités Atomiques et Avancées, frühere Bezeichnung: Groupement Atomique Alsacien Atlantique), ein Unternehmen, an dem die CGE (Compagnie Générale d'Electricité) maßgeblich beteiligt ist[43a];
- Die von Westinghouse lizenzierte Gruppe Schneider-Frama-

[41] Diese beiden Gruppen haben neue Namen angenommen: BNDC jetzt: Nuclear Power Co. (Whet Stone) Ltd., TNPG jetzt: Nuclear Power Co. (Risley) Ltd.

[42] Zu Lasten der General Electric Co. hat das UKAEA inzwischen seinen Anteil von 15 auf 35% erhöht.

[43] Im Dezember 1978 gründete die Rolls Royce Ltd. die Northern Engineering Industries Ltd. (Clarke Chapman und Reyrolle, Parsons) mit der amerikanischen Combustion Engeneering Inc. die RNC (nuclear) Ltd. mit dem Ziele, Druckwasser-Reaktoren von Combustion Engeneering auf dem britischen Markt anzubieten.

[43a] Im Rahmen der Debatte über die beabsichtigte Verstaatlichung großer Firmen in Frankreich stelle Premierminister P. Mauroy im Juli 1981 fest, daß die Nukleargesellschaften Framatome und Creusot-Loire nicht zu den elf Konzernen gehören, deren Verstaatlichung in Frage kommt. Offen bliebe jedoch die Frage einer staatlichen Kontrolle dieser Kernenergieunternehmen, da ihnen eine Schlüsselrolle in der französischen Energiepolitik zufalle. Von der Verstaatlichung betroffen ist dagegen die Compagnie Générale d'Eléctricité (CGE), deren Tochtergesellschaft Alsthom-Atlantique der Lieferant der Turbogeneratoren für die Kernkraftwerke der Electricite de France (EdF) ist.

tome-Creusot[43a], der auch die Westinghouse gehörende belgische ACEC (Association des Ateliers de Charleroi) nahesteht.

- Als Anbieter von Reaktoren treten daneben die Babcock-Atlantique (Druckwasser-Reaktoren) und die CEM (Compagnie Electromécanique) auf. An der CEM ist die schweizerische BBC maßgeblich beteiligt. Die Entwicklung von Hochtemperatur-Reaktoren erfolgt im Rahmen der SHTR (Société pour les Réacteurs Nucléaires HTR), der auch Le Creusot-Loire, Pechiney-Ugine-Kuhlmann und CERCA (Compagnie pour l'Étude et la Réalisation de Combustibles Atomiques) zugehören.

Eine erneute Änderung der Struktur der französischen Nuklearindustrie wurde durch eine am 6. August 1975 getroffene Entscheidung des zuständigen Conseil Interministériel unter Vorsitz des Staatspräsidenten V. Giscard d'Estaing eingeleitet. In der offiziellen Verlautbarung heißt es: »Das CEA wurde autorisiert, in der Framatome mit der Gruppe Creusot-Loire als Industriepartner zusammenzuarbeiten, und wird dafür seine technischen Reaktorkapazitäten in eine eigene Gesellschaft einbringen. Gegenwärtig ist noch die amerikanische Westinghouse Corp. mit 45% an Framatome beteiligt, die sie für die Hergabe einer Lizenz ihrer Druckwasserreaktortechnologie erhielt. Das CEA soll einen Anteil an der Framatome von 30% anstreben, der von Westinghouse abgetreten werden soll. Die bisher auf dem Gebiet des Siedewasserreaktors tätige Compagnie Générale d'Electricité (CGE) wird sich aus dem Reaktorbau zurückziehen, jedoch eine Entschädigung dadurch erhalten, daß die zu ihrem Konzern gehörige Alsthom einen wesentlichen Anteil der Turbogeneratoren für die Kernkraftwerke liefern wird. Ebenso wird die CEM, an der die Brown, Boveri & Cie. beteiligt ist, über eine gemeinsame Tochtergesellschaft mit der Alsthom an diesem Geschäft und an der sonstigen elektrotechnischen Einrichtung der Kernkraftwerke beteiligt sein«.

Nachdem Anfang Januar 1980 der Lizenzvertrag zwischen Framatome und Westinghouse im gegenseitigen Einvernehmen vorzeitig gelöst wurde, verzichtete Westinghouse auch auf seine restliche Beteiligung von 15% an Framatome. Seitdem sind nur noch Empain-Schneider mit 70% und das CEA mit 30% an Framatome beteiligt. Framatome und Westinghouse bleiben aber durch einen zehnjährigen Vertrag über technische Zusammenarbeit verbunden.

Framatome ist derzeit der größte Kernkrafthersteller Westeuropas[43a]. Der gegenwärtige Auftragsbestand umfaßt (einschließ-

lich der im Bau befindlichen Anlagen) 31 Kraftwerke von 900 MW und 16 von 1300 MW. Das entspricht einem Auftragswert von 45 Mrd. Franc oder 19 Mrd DM.

Die 1969 auf deutscher Seite gehegten Hoffnungen auf eine Zusammenarbeit französischer Unternehmen mit der KWU beim Bau von Leichtwasser-Kraftwerken haben sich nicht erfüllt. Mit ausdrücklicher Billigung der Regierung haben die französischen Reaktorbau-Unternehmen eine Lizenzierung durch amerikanische Unternehmen vorgezogen. Dies geschah, nachdem die französischen Regierungsstellen von Anfang an das Zusammengehen und die – inzwischen fast vollkommen behobene – Abhängigkeit der SSW und AEG von amerikanischen Lizenzen als den Zielen der Europäischen Atomgemeinschaft zuwiderlaufend verurteilt hatten.

Dagegen bahnt sich eine deutsch-französische Zusammenarbeit bei der Entwicklung und Herstellung von fortgeschrittenen Reaktoren an: Schnelle Brüter und Hochtemperatur-Reaktoren. Zu diesem Zweck wurde in Frankreich die Gesellschaft Novatome gegründet, an der nunmehr die zur französisch-belgischen Schneider-Empain-Gruppe gehörende Creusot-Loire mit 51%, die Alsthom, eine Tochtergesellschaft der CGE, mit 15% und das französische Atomenergiekommissariat mit gleichfalls 34% beteiligt sind.

3.4.4.3 Italien

In *Italien* sind die durch das CIPE (Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica) gesteuerten großen staatlichen Gesellschaften bestimmend:

- die zur IRI (Istituto per la Reconstruzione Industriale)/FINMECCANICA (Societa Financiaria Meccanica SpA) gehörende AMN (Impianti Termici e Nucleari SpA), ein Lizenznehmer der General Electric und
- die zur ENI (Ente Nazionale Idrocarburi) gehörende, nunmehr auf Tätigkeiten im Bereich des Brennstoffkreislaufs beschränkte AGIP Nucleare SpA.

Hinzu trat inzwischen die SPIN (Societa per Imprese Nucleari SpA) in Mailand, eine Gründung der FBM (Costruzioni Meccaniche SpA), der SNIA Viscosa SpA, der Tecnomasio Italiano Brown Boveri SpA, der The Babcock & Wilcox Co. (USA) und der Stone Webster Engineering Corp. (USA); die SPIN ist Lizenznehmer für den B & W-Druckwasserreaktor.

Daneben besitzen die in privatem Besitz befindlichen Grup-

Übersicht 106: Bis Ende 1980 kumuliertes Auftragsvolumen großer Reaktorbauunternehmen der westlichen Welt, in Betrieb, im Bau und bestellt

	Inlandsaufträge GWe	Exportaufträge GWe	Aufträge insgesamt GWe	%
AECL (Kanada)	15,6	2,4	17,9	4,54
Amerikanische Industrie:				
Babcock & Wilcox	23,4	–	23,4	5,94
Combustion Eng.	33,1	–	33,1	8,40
General Electric	66,5	11,1	77,6	19,69
General Atomic	0,3	–	0,3	0,08
Westinghouse	69,1	25,3	94,5	23,98
ASEA (Schweden)	6,8	1,3	8,2	2,08
Britische Industrie:				
NPC	7,4	–	7,4	1,88
TNPG	2,0	0,2	2,2	0,56
andere	6,1	–	6,1	1,55
Dept. A.E. (Indien)	0,9	–	0,9	0,23
Deutsche Industrie:				
BBC/HRB	0,3	–	0,3	0,08
BBC/BBR	2,5	1,2	3,7	0,94
INTERATOM	0,3	–	0,3	0,08
Kraftwerk-Union[a]	22,0	9,9	31,9	8,09
Französische Industrie:				
Framatome	48,7	3,6	52,3	13,27
andere	3,8	–	3,8	0,96
Italienische Industrie:				
Ansaldo (AMN)	2,8	–	2,8	0,71
Elettronucleare	2,0	–	2,0	0,51
Japanische Industrie:				
Hitachi	3,3	–	3,3	0,84
Mitsubishi	7,4	–	7,4	1,88
Toshiba	8,7	–	8,7	2,21
Sonstige (verschiedene Länder)	5,9	–	5,9	1,50
Insgesamt	338,9	55,2	394,1	100

[a] einschl. Siemens und AEG als Vorgängerinnen.

Quelle: Schnellstatistik Kernkraftwerke 1980, atomwirtschaft, 3/1980, S. 217.

pen FIAT, Franco Tosi und Ercole Marelli zusammen mit der zur IRI-Finsider gehörenden Breda Termomeccanica[44] Westinghouse-Lizenzen. FIAT, Breda und Franco Tosi haben am 16. März 1973 die Elettronucleare Italiana gegründet. Diese bietet Druckwasser-Kraftwerke an.

3.4.4.4 *Marktpotential der Reaktorbauindustrie der Welt*

Über die bisher erreichten *Marktanteile* der wichtigsten Unternehmen des Kernkraftwerkbaus unterrichtet Übersicht 106. Ende 1980 vereinigten danach die beiden führenden amerikanischen Reaktorbau-Unternehmen General Electric und Westinghouse auf sich einen Anteil am Markt der Kernkraftwerke in den westlichen Ländern von 43,7%. Für alle fünf amerikanischen Reaktor-Hersteller erreicht dieser Anteil sogar 54,2%. Unter allen nicht-amerikanischen Reaktorbau-Unternehmen hat die KWU mit 8,1% nach der französischen Framatome (13,3%) den zweithöchsten Marktanteil erreicht. (Die staatlichen Reaktorbau-Unternehmen der Sowjetunion und anderer *kommunistischer* Länder erreichten übrigens bis Ende 1978 ein Auftragsvolumen, das 14,2% des entsprechenden Volumens westlicher Unternehmen ausmacht.)

3.4.4.5 *Exporte von Kernkraftwerken*

(1) Die Entwicklungsmöglichkeiten der europäischen Reaktorbau-Industrie sind durch die Enge der ihnen unmittelbar zugänglichen nationalen Märkte begrenzt. *Verkäufe über die Ländergrenzen* hinweg werden durch umfassende Protektion der heimischen Reaktorbau-Industrie erschwert. Tatsächlich war es bis 1973 nur den beiden führenden amerikanischen Unternehmen gelungen, in nennenswertem Umfang Kernkraftwerke in andere Länder zu verkaufen: bis Ende 1973 insgesamt 43 Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 26111 MWe, das sind 82,0% des Gesamtexportvolumens westlicher Reaktorbauunternehmen. Hauptmärkte waren – und sind z.T. noch – Japan, Spanien, Schweden und die Schweiz. Die Bundesrepublik

[44] Diese beiden Gruppen übernahmen Ende 1977 85% der bis dahin mehrheitlich im Besitz von Westinghouse befindlichen SOPREN (Società per la Progettazione di Reattori Nucleari Spa). Dieses neue Unternehmen wird zusammen mit der SIGEN (Società Impianti Generazione Energia Nucleare Spa) Kernkraftwerke mit Westinghouse-Lizenzen planen und anbieten. Beide Firmen werden in der GIE (Gruppo Industria Elettromechaniche per Impianti all' Estero Spa) zusammengefaßt. Im April 1980 ging dann die Mehrheitsbeteiligung auf die staatliche IRI über.

Deutschland hat bis Ende 1973 vier Kraftwerke mit zusammen 2384 MWe über die Grenzen verkauft: nach Argentinien (Atucha 319 MWe), den Niederlanden (Borssele 450 MWe), Österreich (Zwentendorf/Tullnerfeld 692 MWe) und in die Schweiz (Gösgen 920 MWe). Ende 1975 trat hierzu ein der KWU erteilter Auftrag zur Lieferung der wesentlichen, insbesondere der nuklearen Ausrüstungen für ein Kernkraftwerk von 990 MWe in Trillo in der spanischen Provinz Guadalajara.

Durch den den Ölförderländern zugewachsenen Reichtum, aus dem Bestreben, dauerhafte Lieferbeziehungen zu überseeischen Rohstoffländern herzustellen und aus mancherlei anderen Gründen ist seit 1974 ein Wandel eingetreten:

(2) Ende 1974 erteilte die *Iranische* Atomenergie-Organisation (AEOI) der KWU ein »Letter of Intent« für zwei 1300-MWe-Kernkraftwerke, die in Bushehr am Persischen Golf errichtet werden sollen. Der Vertrag wurde am 3. Juli 1976 abgeschlossen. Über zwei weitere Aufträge wurde verhandelt.

Im Rahmen eines zwischen den USA und dem Iran Anfang März 1975 abgeschlossenen umfassenden Wirtschaftsabkommens, das Käufe des Irans in den USA für rund 15 Mrd $ in fünf Jahren zum Ziel hat, wurde die Lieferung von acht Kernreaktoren mit insgesamt 8000 MWe vereinbart, einschließlich Liefergarantie für das benötigte angereicherte Uran und technische Hilfen für die Kernenergieentwicklung. Schließlich hat der Iran am 23. Februar 1975 mehrere Abkommen mit Frankreich unterzeichnet, die sich nicht nur auf die Lieferung von Kernkraftwerken, sondern auch auf eine Zusammenarbeit bei der Urananreicherung beziehen.

Nach dem Umsturz im Iran (Anfang 1979) war zunächst Hoffnung, daß die beiden von der KWU schon zu über 50% fertiggestellten Kernkraftwerke in Bushehr vollendet werden, nachdem die Baustelle während des Winters 1978/79 und im Frühjahr 1979 lange Zeit vor allem wegen ausbleibender Zollabfertigung für die aus Deutschland gelieferten Teile stillgelegen hatte. Die KWU sah sich schließlich gezwungen, den Vertrag mit der Iranischen Atomenergie-Organisation (AEOI) über die Errichtung der beiden 1300-Kernkraftwerksblöcke zum 31. Juli 1979 zu kündigen, da seit der Suspendierung der Arbeiten auf der Baustelle Mitte April 1979 trotz aller Bemühungen keine Verhandlungen mit dem Auftraggeber über die ausstehenden Zahlungen und über das weitere Geschick dieses Projektes zustandegekommen waren. Eine Entscheidung der Iranischen Re-

gierung, die übrigen sechs Kernkraftbauvorhaben mit insgesamt 6400 MWe (Kontraktpartner waren andere Unternehmen) nicht zu Ende zu führen oder auch zu beginnen, war schon vorher gefallen. Bei dieser Lage überraschte die Anfang Mai 1981 vom iranischen Energieminister Hassan Abbaspour in Isfahan abgegebene Erklärung, künftig solle Atomstrom bei der Energieversorgung des Iran eine Schlüsselstellung einnehmen.

(3) Im Rahmen des am 27. Juni 1975 unterzeichneten Regierungsabkommens zwischen Deutschland und *Brasilien* über eine Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Kernenergie wurde der Bau von acht Leichtwasserkraftwerken mit je 1200 bis 1300 MWe vereinbart. Diese Kraftwerke sollen von der KWU bei steigender Beteiligung brasilianischer Unternehmen geliefert werden, sie sollen zwischen 1985 und 1990 den Betrieb aufnehmen. Ein »Letter of Intent« für zwei erste 1300 MWe-Blöcke hat die staatliche Empresas Nucleares Brasileiras (NUCLEBRAS) der KWU im Juli 1975 erteilt. Diese Vorhaben wurden in Auftrag gegeben, der Bau in Angriff genommen. Ob auch die übrigen Vorhaben verwirklicht werden, ist derzeit (1981) offen.

Im Rahmen des deutsch-brasilianischen Regierungsabkommens wurde darüberhinaus eine Zusammenarbeit vereinbart bei der Prospektion, Exploration und dem Abbau von Uran, über die Weiterentwicklung des Trenndüsen-Urananreicherungsverfahrens und den Bau einer Anreicherungsanlage wie schließlich auch bei der Wiederaufbereitung bestrahlter Brennelemente und bei der Fertigung von Reaktorkomponenten. Wegen der Gefahr einer Weiterverbreitung von Kenntnissen, die Brasilien in den Stand setzen könnten, Kernwaffen herzustellen, ist dieses Abkommen von amerikanischen Stellen scharfer Kritik unterzogen worden, die durch und nach INFCE aber ausgeräumt werden konnte.

(4) Nach den Jahren der Auftragsflaute im Inland und besonderen Schwierigkeiten im Exportgeschäft konnte die KWU inzwischen zwei neue Exportaufträge verbuchen, den argentinischen Auftrag für Atucha 2 und den bisher nur als Letter of Intent vom Januar 1981 vorliegenden spanischen Auftrag für Trillo 2. Der Auftrag für Atucha ist von besonderen Interesse: Die *argentinische* Regierung gab Anfang Oktober 1979 ihre Absicht bekannt, den Auftrag für das erste von vier vorgesehenen Kernkraftwerken an die KWU zu vergeben. Der Vertrag wurde am 11. Mai 1980 unterzeichnet. Es handelt sich um ein

als Druckgefäßreaktor konzipiertes Schwerwasser-Kernkraftwerk mit einer Leistung von 685 MWe am gleichen Standort Atucha, 120 km von Buenos Aires entfernt, wie das 1968 gleichfalls an die KWU vergebene und 1975 in Betrieb gegangene 340-MWe-Schwerwasserkraftwerk Atucha 1. Über die drei anderen Aufträge ist noch keine Vorentscheidung gefallen. Neben der KWU hatte die Atomic Energy of Canada (AECL) Aussicht auf Zuschlag der argentinischen Atomenergiekommission (CNEA). Kanada bot als Druckröhrenreaktoren konzipierte Schwerwasser-Kraftwerke vom Typ CANDU mit einer Leistung von 630 MWe an.

Für das KWU-Angebot sprachen die im Vergleich zu den kanadischen Reaktoren in Argentinien günstigen Erfahrungen mit Atucha 1. Für die Chance, die Auseinandersetzungen über die Safeguards unbeschadet zu überstehen, war und ist entscheidend, daß, anders als in Brasilien, kein voller Brennstoffkreislauf Gegenstand der vertraglichen Vereinbarungen sein wird und damit insoweit die Gefahr einer Proliferation von Kernwaffen entfällt. Zudem wurde der Lieferauftrag für die Schwerwasser-Anlage nicht nach Deutschland vergeben. Vertragspartner ist ein Schweizer Unternehmen, die Gebrüder Sulzer AG, Winterthur. Schließlich ist zu berücksichtigen, daß sich die argentinische Regierung verpflichtet hat, Atucha 2 der Safeguard-Kontrolle der Wiener Atomenergie-Agentur zu unterwerfen, ohne allerdings – mit Rücksicht auf das Verhältnis zu Brasilien – bereit zu sein, dem Atomwaffen-Sperrvertrag beizutreten.

Inzwischen – im Oktober 1980 – gab der Chef der Comision Nacional de Energia Atomica, CNEA, Vizeadmiral C. Madero, bekannt, Argentinien werde bis zum Jahr 2000 in der Lage sein, alle zwölf bis achtzehn Monate ein Kernkraftwerk von 600 MWe in Betrieb zu nehmen. Nach dem zufriedenstellend ablaufenden argentinischen Nuklearplan werden die nächsten vier Schwerwasser-Kraftwerke zwischen 1987 und 1997 ihren Betrieb aufnehmen.

(5) Unverkennbar haben die Schwierigkeiten der Versorgung mit Öl zahlreiche Entwicklungsländer dazu veranlaßt, den Bau von Kernkraftwerken zu planen und dabei zum Teil auch zurückgestellte Pläne wiederaufzugreifen. Ohne Anspruch auf Vollständigkeit seien hier die folgenden durchweg 1980 und Anfang 1981 in der Presse gemeldeten Initiativen genannt:

- Das erste *ägyptische* Kernkraftwerk – 600 MWe – soll bei Sidi Krair, westlich von Alexandria von einem US-amerikanischen

Unternehmen errichtet werden. Vier Jahre vorher – am 3. November 1975 – hatte der amerikanische Präsident G. Ford gegen den Widerstand Israels Ägypten die Lieferung von zwei Kernkraftwerken zugesagt. Inzwischen – im Oktober 1980 – gab Ägypten seine Absicht bekannt, bis zum Jahre 2000 sechs oder acht Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 6000 MWe zu installieren, um die Abhängigkeit vom Öl zu vermindern. Die Aufträge sollen an Unternehmen in verschiedenen Ländern vergeben werden. Nachdem Ägypten die Ratifikationsurkunde zum Atomwaffensperrvertrag am 26. Februar 1981 hinterlegt hat, wurde am 27. März 1981 ein Abkommen zwischen Frankreich und Ägypten unterzeichnet, das die Lieferung von zwei 1000 MWe-Kernkraftwerken vorsieht. Am 7. Juni 1981 folgte die Unterzeichnung eines Abkommens zwischen den USA und Ägypten, das – entsprechend einer schon 1974 vom Präsidenten Nixon erklärten Absicht – die Lieferung zweier amerikanischer 1000 MWe-Kernkraftwerke wie auch des dazu benötigten angereicherten Urans in Aussicht nimmt. Schließlich bestätigte im Juli 1981 das deutsche Auswärtige Amt Verhandlungen über ein Zusammenarbeitsabkommen zwischen der Bundesrepublik und Ägypten, das die Lieferung aus Deutschland von weiteren zwei Kernkraftwerken vorsieht.

• *Bangladesch* bekundete Interesse am Bau eines Kernkraftwerks mit kleiner Leistung – zwischen 90 und 140 MWe – bei Rooppur. Längere Zeit unterbrochene Verhandlungen, mit Westinghouse, der Atomic Industry of Canada International und mit Stellen der UdSSR sind deshalb wiederaufgenommen worden. Auch Frankreich steht mit dem Angebot eines 250 MWe-Kernkraftwerks in Verhandlungen.

• *Chile* ist an der Errichtung eines Kernkraftwerkes von 600 MWe interessiert.

• Die Volksrepublik *China* ist sowohl mit der französischen als auch der japanischen Industrie in Verhandlungen eingetreten mit dem Ziel, ein Kernkraftwerk in einem Industriebezirk an der Küste zu errichten.

• *Indien* beabsichtigt, seine Kernleistung bis 1985 ohne wesentliche fremde Hilfe von (Ende 1980) 860 MWe zunächst bis 1985 durch Errichtung jährlich eines Kernkraftwerks von 235 MWe auszubauen.

• *Indonesien* beabsichtigt im Osten Javas wenigstens ein Kernkraftwerk zu errichten. Für dieses Vorhaben hat Frankreich

seine technische Unterstützung angeboten. Ein im August 1981 an die deutsche INTERATOM gerichtetes »Letter of Intent« betrifft einen Forschungsreaktor
- Im Rahmen der nuklearen Zusammenarbeit will Frankreich dem *Irak* – gegen den Widerstand Israels – zwei Kernkraftwerke liefern.
- *Kolumbien* hat mit den USA, der Bundesrepublik, Kanada und Frankreich Verhandlungen über den Bau eines 600 MWe-Kernkraftwerks aufgenommen.
- *Marokko* will zwischen 1993 und 2000 vier Kraftwerke mit je 600 MWe Leistung, die mit heimischen Uran versorgt werden, in Betrieb nehmen.
- *Mexiko* hat umfassende Pläne für den Auf- und Ausbau der Kernenergie. Dieses Land will bis zum Jahr 2000 30 Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 20000 MWe in Betrieb stellen. Im Frühjahr 1981 werden die Bedingungen für die Ausschreibung der beiden ersten Kernkraftwerksblöcke bekanntgegeben.
- *Nigeria* erwägt die Errichtung eines Kernkraftwerkes.
- *Pakistan* beabsichtigt, Anfang 1982 die Errichtung eines 600 MWe-Kernkraftwerks auszuschreiben, das 1988 seine Stromerzeugung aufnehmen könnte.
- Die *Philippinen* verhandeln mit Westinghouse über den Bau von Kernkraftwerken in Napoh Point, 45 km westlich von Manila. Umweltschützer setzen sich gegen diesen Plan zur Wehr, da der Standort am Abhang eines – allerdings nicht mehr aktiven – Vulkans gelegen ist.
- *Rumänien* beabsichtigt, in den nächsten zehn Jahren zwölf Kernkraftwerke zu errichten. Nach einer Meldung bereits vom März 1979 wird mit Kanada verhandelt über die Lieferung von vier oder fünf Reaktorblöcken des Typs CANDU zu jeweils 600 MWe, vorgesehen für den Standort Cernavoda. Auch die französische Alsthon Atlantique ist um einen rumänischen Kernkraftauftrag bemüht.
- *Südkorea* will alsbald mit dem Bau der geplanten Kernkraftwerke Nr. 9 und Nr. 10 beginnen. Frankreich hat gute Chancen, bei der anstehenden Ausschreibung erfolgreich zu sein.
- *Syrien* plant den Bau eines 600 MWe-Kernkraftwerkes, das 1991 in Betrieb gehen könnte.
- *Taiwan* will seine Kernenergieleistung weiter ausbauen. Im Februar 1981 wurde gemeldet, die amerikanische Regierung habe dem Export von zwei Kernkraftwerken zugestimmt. Da kei-

ne Aussicht auf Ausfuhrgenehmigung bestand, hat sich die KWU nicht um einen Auftrag bemüht.

Besonderes Aufsehen erregte die im Juni 1981 der Konferenz der Arabischen Ölexportierenden Staaten (OAPEC) in Damaskus von ihrem stellvertretenden Generalsekretär A. Mustafa vorgelegte Plan zum Ausbau der Kernenergie. In *arabischen Ländern,* vornehmlich Marokko, Tunesien, Irak und Saudi-Arabien, sollten längerfristig 20 Kernkraftwerke zu je 1000 MWe errichtet und zugleich in Algerien ein panarabisches Anreicherungszentrum geschaffen werden, dies alles zu Gesamtkosten von 25 Mrd $. Die Errichtung dieser Kernkraftwerke sei notwendig, um die Energieversorgung der gegenwärtig im Bau befindlichen Industrieanlagen zu sichern.

(7) In diesem Zusammenhang sollten Lieferungen und Lieferabsichten der Sowjetunion in Länder außerhalb des Ostblocks nicht unerwähnt bleiben:

Finnland: Die beiden von der Sowjetunion gelieferten 440 MWe-Kraftwerksblöcke Loviisu 1 und 2 gingen 1977/78 in Betrieb. Im Juni 1981 wurde beschlossen, im bilateraler Zusammenarbeit ein weiteres Kernkraftwerk – 1000 MWe Leistung – zu errichten.

Libyen: Gemäß einer Nachricht vom Oktober 1978 soll schon 1976 die Lieferung eines 300 MWe-Kraftwerks vereinbart worden sein. Nach einer Meldung vom 21. April 1980 hat die Sowjetunion mit Libyen ein Rahmenabkommen über die Lieferung von zwei Kernkraftwerken abgeschlossen, die eine Weiterentwicklung der oben erwähnten, in Finnland gebauten Reaktoren darstellen. Im Januar 1981 wurde in Libyen ein Ministerium für Kernenergie geschaffen.

Indien: Im März 1979 wurde über die Lieferung von Kernkraftwerken mit einer Gesamtleistung von 2400 MWe zwischen A. N. Kossygin und M. Desay in New Delhi verhandelt. Die indische Regierungschefin I. Gandhi gab dann aber am 4. Juli 1980 bekannt, daß kurz vorher ein Angebot der Sowjetunion, in Indien ein Kernkraftwerk zu errichten, mit Rücksicht auf lokale Gegebenheiten und Überlegungen zum Entwicklungsstand der indischen Technologie zurückgewiesen worden sei.

Kuba: Nach einer Mitteilung des kubanischen Ministers für Elektroenergie J. L. Beltran haben sowjetische und kubanische Fachleute nunmehr die Planungsarbeiten für ein in der Nähe von Cienfugos zu errichtendes Kernkraftwerk abgeschlossen.

(8) Die vieldiskutierten Vereinbarungen zwischen der Bundesregierung und der Regierung der Südafrikanischen Republik, auf die in diesem Buch an anderer Stelle eingegangen wird (s. S. 617), beziehen sich nicht auf die Lieferung von Kernkraftwerken. Nach erfolglosen Verhandlungen mit einem Unternehmen in der Bundesrepublik – der KWU – und einer internationalen Firmengruppe – General Electric (USA), BBC (Schweiz) und RSV (Niederlande) – ging vielmehr Ende Mai 1976 ein Auftrag der südafrikanischen Elektrizitätsbehörde ESCOM für ein Kernkraftwerk mit Standort Koeberg bei Kapstadt, das aus zwei 922-MWe-Blöcken mit Druckwasser-Reaktoren bestehen soll, an das französische Konsortium Framatome/Alsthom/Spie-Batignolles. Der zweite Reaktorblock wurde im Juli 1981 von Fos-sur-Mer nach Kapstadt verschifft. Ungeachtet aller Proteste hat der neue französische Staatspräsident F. Mitterand die Erfüllung der vertraglichen Lieferzusage nicht verhindert.

(9) Elektrizitätserzeuger, die Kernkraftwerke in Auftrag geben wollen, stehen regelmäßig einem oligopolitischen oder gar monopolistischen Angebot gegenüber. Grenzüberschreitende Verbindungen zwischen Unternehmen der Reaktorbau-Industrie haben die schon starke Marktstellung der Anbieter zum Teil noch verstärkt. Die von der Europäischen Kommission verfolgte und von der Bundesregierung nachdrücklich unterstützte Politik der Öffnung der Märkte soll daher nicht nur die Voraussetzungen für günstigere Unternehmensstrukturen schaffen, sondern auch mehr Wettbewerb. Für den Bereich der Reaktorbauindustrie hat diese Politik bisher kaum Früchte getragen. Im Gemeinsamen Markt gelang es bisher lediglich Frankreich nach Belgien und andererseits Deutschland nach den Niederlanden Kernkraftwerke zu liefern, d.h. jeweils nur in Länder ohne eine das volle Lieferspektrum abdeckende Reaktorbauindustrie.

(10) Im Ergebnis muß festgestellt werden, daß die zunächst recht hoffnungsvollen Bemühungen der deutschen Reaktorbauindustrie, Kernkraftwerke in anderen Ländern zu errichten, nicht den erwarteten Erfolg hatten. Die deutsche Industrie wird es auch in Zukunft recht schwer haben, sich gegen die durch ein ausreichendes inländisches Absatzvolumen abgesicherte Reaktorbauindustrie Frankreichs, der Vereinigten Staaten und später wohl auch Japans auf den begrenzten Exportmärkten zu behaupten. Dabei ist zu bedenken, daß ohnehin keine Chancen bestehen, Kernkraftwerke nach den USA, nach Frankreich, Ita-

lien, Japan und in die kommunistischen Länder zu verkaufen. Dort ist die heimische Industrie unangefochten marktbeherrschend. In dieser schon schwierigen Lage waren die Rückschläge für die deutsche Industrie besonders hart: Nichtgenehmigung des Kernkraftwerks Zwentendorf in Österreich, Auftragsannullierung und nicht mehr zu erwartende Anschlußaufträge im Iran und Streckung und voraussehbare Minderung des brasilianischen Programms.

3.5 Entwicklung fortgeschrittener Reaktoren

3.5.0 Warum fortgeschrittene Reaktoren/Reaktorstrategien?

(1) Leichtwasser-Reaktoren, auf die sich die Darlegungen dieses Kapitels bis hierhin im wesentlichen bezogen, nutzen nicht mehr als 1% der Spaltenergie des eingesetzten Urans, im wesentlichen nur die Spaltenergie des Uranisotops 235. In dieser Rechnung wurde das eingesetzte angereicherte Uran auf Natururan zurückgerechnet. In der Tat erreichen Leichtwasser-Reaktoren der gegenwärtigen Generation auf 1 kg in einer Charge eingesetzten Brennstoff kaum mehr als 10 Megawatttage[45] je Prozentanteil Uran 235 (DWR: 31,5 MWd/kg bei 3,15% Anreicherung und SWR: 27,5 MWd/kg bei 2,6 bis 2,7% Anreicherung). Umgerechnet auf Natururan mit 0,71% Anteil sind dies 7,1 MWd oder 170000 kWh/kg. Demgegenüber entstehen bei vollständiger Spaltung eines Kilogramms Uran 22 Mio kWh (s. S. 43). Die Nutzung erreicht in diesem Beispiel also nur 0,77%, d.h. wenig mehr, als dem Anteil des Isotops 235 im Natururan (0,71%) entspricht. Dabei ist nicht berücksichtigt, daß beim Anreicherungsprozeß etwa ein Drittel des spaltbaren Urans im abgereicherten Uran – dem »Tail« – verbleibt, also – vorläufig wenigstens – nicht genutzt wird.

Es ist daher verständlich, daß versucht wird, Reaktoren mit günstigeren technischen und wirtschaftlichen Kenndaten zu entwickeln. Vornehmlich werden dabei folgende Ziele anvisiert:

- eine Verbesserung der Neutronenökonomie, d.h. eine bessere Nutzung der Spaltenergie des eingesetzten Urans;
- eine Verminderung und Streckung des Bedarfs an Trennarbeit;
- eine Steigerung der Kühlmitteltemperatur zur Verbesserung

[45] 1 Megawattag (MWd) = 24000 Kilowattstunden (kWh).

des thermischen Wirkungsgrades und zur Verminderung umweltfeindlicher Abwärme;

- die Möglichkeit, Thorium anstelle von Uran oder mit diesem zusammen zu verwenden.

Wenigstens in Westeuropa und den Vereinigten Staaten gelten unter den fortgeschrittenen Reaktoren nur zwei Linien als wirtschaftlich erfolgversprechend: die heliumgekühlten und graphit-moderierten Hochtemperatur-Reaktoren (HTR) (s. S. 74) und die natriumgekühlten schnellen Brutreaktoren (SNR) (s. S. 92). Nach vorherrschender Auffassung haben andere Reaktorlinien, insbesondere fortgeschrittene[46] gasgekühlte Reaktoren (AGR) (s. S. 73) und Schwerwassermoderierte Reaktoren (HWR) (s. S. 78), die in sie gesetzten Hoffnungen nicht erfüllt. Die kanadischen Anstrengungen zur Entwicklung von Schwerwasser-Kraftwerken, vor allem des Typs CANDU, verdienen aber besondere Anerkennung und Aufmerksamkeit. Immerhin hat die kanadische AECL bis Ende 1975 Aufträge über Schwerwasser-Kraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von 23,2 GWe in Kanada erhalten oder in Aussicht und zudem einige Kraftwerke exportiert (Indien, Pakistan und Argentinien). Auch die KWU konnte mit Schwerwasser-Reaktoren Exporterfolge erringen.

(2) Von welchem Zeitpunkt an und in welchem Umfang fortgeschrittene Reaktoren sich durchsetzen und behaupten werden, ist nicht allein abhängig von der Zeit, die bis zum Erreichen der technischen Reife noch verstreichen wird, sondern zugleich von einer Anzahl weiterer Parameter. Ein Computerprogramm, das die zukünftige Entwicklung der Kernenergie simuliert und in welches diese Parameter eingesetzt werden, gibt dann die Antwort darauf, nach welchem Zeitplan und mit welchen Leistungen und Auslastungen zunächst Leichtwasser-Kraftwerke und dann Kernkraftwerke fortgeschrittener Bauart zur Stromerzeugung einzusetzen sind. Von allen denkbaren Reaktorstrategien ist diejenige die günstigste, die bei einer vorgegebenen Entwicklung des Verbrauchs an Elektrizität diesen Bedarf unter Berücksichtigung der vorhandenen Stromerzeugungsanlagen, also im Zubau, mit minimalen Kosten deckt. Konkret heißt dies, daß der Betrag aller auf einen einheitlichen Zeitpunkt abgezinsten Aufwendungen für die Errichtung der Anlagen, den Brennstoffkreislauf und Betrieb und Unterhal-

[46] Bei dieser Bezeichnung einer Reaktorlinie hat »fortgeschritten« eine andere Bezugsgrundlage als in der Überschrift dieses Abschnitts.

tung ein Minimum erreichen muß. Das Ergebnis ist somit ein kostenoptimaler Zubau- und Betriebsplan für ein Verbundsystem aus herkömmlichen Kraftwerken und aus Kernkraftwerken erprobter und fortgeschrittener Bauart. Dabei muß eine wichtige Nebenbedingung erfüllt sein: Es können nicht mehr künstliche Spaltstoffe – Plutonium und Uran 233 – als Brennstoffchargen eingesetzt werden, als in anderen Kraftwerken erbrütet und danach durch Wiederaufbereitung gewonnen werden.

(3) Eine vollständige Beschreibung solcher Programme, so reizvoll sie auch ist, würde den Rahmen dieser Darstellung sprengen. Hier seien nur die Methoden und Ergebnisse einer bewußt vereinfachenden, aber instruktiven Modelluntersuchung mitgeteilt, die G. Memmert, damals bei Interatom, im Auftrag des Bundesministeriums für wissenschaftliche Forschung auf der Rechenanlage des Kernforschungszentrums Jülich 1968 durchgeführt hat[47]. In dieses Programm gehen sieben Kraftwerkstypen ein mit den in Übersicht 107 gegebenen Kenndaten für den Verbrauch an (Kern-)Brennstoffen und für die Stromerzeugungskosten. Ausdrücklich sei schon an dieser Stelle darauf hingewiesen, daß die Ergebnisse dieses Programms zu Feststellungen führen, die dem Erkenntnisstand des Jahres 1968 entsprechen und heute größtenteils nicht mehr akzeptiert werden können, weil sich nicht nur die Eingangsparameter inzwischen geändert haben, sondern vor allem auch, weil die geringe Bereitschaft, neue Reaktorlinien zu akzeptieren, gegenwärtig alle anderen, zumal wirtschaftlichen Kriterien, die für neue Reaktorlinien sprechen könnten, in den Hintergrund drängt.

Übersicht 107 zeigt, daß der mit angereichertem Uran beschickte Leichtwasser-Reaktor (LWR-U) viel Natururan und viel Trennarbeit benötigt. In den Verbrauchsraten wird dieser Reaktor nur von dem mit hochangereichertem Uran betriebenen natriumgekühlten Schnellen Brutreaktor (SB-U) übertroffen. Der Leichtwasser-Reaktor erzeugt dafür aber viel spaltbares Plutonium[48]. Berücksichtigt sind auch zwei Varianten ei-

[47] Eine ausführliche Darstellung findet sich in den Tagungsberichten des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln, Heft 15. München 1969, Seite 79ff.

[48] Nach den gewählten Kenndaten wird in den mit Plutonium beschickten Schnellen-Brüter-Kraftwerken (SB-Pu) in zehn Jahren soviel Plutonium erbrütet (10 × 0,29 kg Pu/MWa) wie als erste Charge eingesetzt wurde (2,95 kg Pu/MWe). Die »Verdoppelungszeit« wäre somit zwanzig Jahre.

Übersicht 107: Kenndaten für die in der Modellrechnung berücksichtigten Kraftwerkstypen

Reaktortyp	Brennstoff	Inventar in kg/MWe				lfd. Verbrauch in kg/MWe·a				Stromerzeugungskosten bei 80% Auslastung in Dpfg/kWh[b]	
		U_{nat}	Pu	TAE	U_{233}	U_{nat}	Pu	TAE	U_{233}	Brennstoff-kosten	total
konv. KW	fossil[a]									1,72	3,10
LWR	U	520	–	404	–	163	−0,21	154		0,58	1,54
	U + Pu	344	1,23	217	–	164	0	104	–		
SB	U	819	–	966	–	191	−0,81	237	–		
	Pu	–	2,95	–	–	–	−0,29	–	–	0,32	1,44
THTR	Konverter	316	–	410	–	104	–	135	−0,11	0,35	1,38
	U_{233}-Rückführung	139	–	180	0,74	64	–	83	0	0,31	1,34

[a] 7,50 DM/Gcal.
[b] Erkenntnisstand 1968.

Abkürzungen:
- konv KW = herkömmliches Wärmekraftwerk
- LWR = Leichtwasser-Kernkraftwerk
- SB = Schnelles-Brüter-Kraftwerk
- THTR = Thorium-Hochtemperatur-Reaktor-Kraftwerk
- U nat = Natururan
- TAE = Uran-Trennarbeitseinheiten

Abb. 51: Entwicklung der Zusammensetzung des Kraftwerksparks (Nach: G. Memmert.)

Abb. 52: Entwicklung der Zusammensetzung des Stromaufkommens nach Kraftwerksarten (Nach: G. Memmert.)

nes Thorium-Hochtemperatur-Reaktors (THTR). Die Konverter-Variante erlaubt, das aus dem eingesetzten Thorium erbrütete Uran 233 durch Wiederaufbereitung zu gewinnen. In der Rückführungs-Variante wird neben angereichertem Uran (Uran 235/238) auch durch Wiederaufbereitung abgebrannter Thoriumelemente gewonnenes Uran 233 eingesetzt. Nur diese zweite Variante verbraucht wenig Natururan und Trennarbeit. In der Modellrechnung fehlt der damals noch wenig untersuchte Hochtemperatur-Reaktor (HTR) mit Uran-Plutonium-Zyklus.

Die unter diesen Voraussetzungen *optimale Reaktorstrategie* zeigen die beiden das Ergebnis der Modellrechnung darstellenden Graphiken Abb. 51 und Abb. 52. Abb. 51 gibt für die Zeit zwischen 1970 und 2020 an, welchen Anteil die verschiedenen Kraftwerkstypen an der installierten Gesamtleistung haben werden. Abb. 52 zeigt die entsprechenden Anteile an der Gesamtelektrizitätserzeugung, berücksichtigt also auch die unterschiedliche Auslastung der Kraftwerke.

Die Modellrechnung läßt in ihren Ergebnissen erkennen, daß von den 90er Jahren an herkömmliche Wärmekraftwerke allenfalls noch zur Deckung des Spitzenbedarfs eingesetzt werden (sollen). Leichtwasser-Kraftwerke werden ihren höchsten Anteil Ende der 80er Jahre erreichen und in den beiden darauffolgenden Jahrzehnten schrittweise stillgelegt werden. Thorium-Hochtemperatur-Kraftwerke werden am Ende der 90er Jahre in ihrer günstigsten Position sein, dann aber zunehmend, insbesondere was den Anteil an der Stromerzeugung betrifft, von Schnellbrüter-Kraftwerken verdrängt werden.

(4) Wie bereits ausgeführt wurde, basiert diese Modellrechnung auf Parametern und Akzeptanzkriterien, und übrigens auch auf Vorstellungen über eine Nicht-Verbreitungspolitik des Jahres 1968. Seitdem hat sich viel geändert: Kernkraftwerke erreichen nach heutiger Kenntnis günstigere Verbrauchs- und Leistungsdaten, als damals vorausgesehen wurde. Der nach dem Uran-Plutonium-Zyklus arbeitende Hochtemperatur-Reaktor ist hinzugetreten, gleichwohl aber umstritten. Der Schnelle Brüter wurde im Zeitplan zurückgeworfen und – was noch schwerer wiegt – in Frage gestellt. Andererseits haben sich aber die spezifischen Anlagekosten von Kernkraftwerken deutlich erhöht. Die Uranpreise sind zunächst gefallen, dann aber erheblich gestiegen und zuletzt wieder zurückgegangen. Der Preis der Trennarbeit ist gestiegen. Die nunmehr erforderliche »Ent-

sorgungsvorsorge« hat neue Probleme von kaum abschätzbarer Dimension geschaffen. Entscheidende Änderungen sind auch auf der Seite der herkömmlichen – mit fossilen Brennstoffen beheizten – Kraftwerke eingetreten. Der Rohölpreis und auch der Preis für schweres Heizöl hat sich vervielfacht und in Westeuropa den Steinkohlenpreis gelegentlich und letzthin wohl endgültig überholt. Nicht nur Braunkohle, sondern nunmehr auch Erdgas steht für eine Unterfeuerung in Kraftwerken nur noch in begrenzten Mengen zur Verfügung. Alle diese Änderungen beeinflussen die Ergebnisse. Die dargestellte Rechnung ist daher nur als Modell, das die Methode erläutert, von Interesse.

(5) In den vergangenen Jahren sind nach der erläuterten Methode zahlreiche Planungsrechnungen durchgeführt worden. Erwähnt seien:

- der Bericht ›Kernbrennstoffbedarf und Kosten verschiedener Reaktortypen in Deutschland‹ von H. Grümm u. a. – KFK 366 und 466 (1965 und 1966);
- die Modelluntersuchungen über Aussichten und Konsequenzen der Verwendung von Kernenergie zur Elektrizitätserzeugung von R. Harde und G. Memmert, Interatom (1966);
- die Untersuchung ›Economic Aspects of Nuclear Energy Production with Different Thermal and Fast Reactors and the Required Separative Work Capability‹ von D. Gupta und P. Jansen, GfK Karlsruhe und KFK 566 (1967);
- der Bericht ›Economic Potential of Different Advanced Reactor Concepts in a Future Power Generating System‹ von A. Boettcher, H. Krämer und K. Wagemann, KFA Jülich (1968);
- die Untersuchung ›Mögliche Entwicklungen einer künftigen Kernenergiewirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland‹ von H. Krämer, KFA Jülich, und J. Seetzen, GfK Karlsruhe (1968/69);
- der dem »Ersten hinweisenden Programm« der Europäischen Atomgemeinschaft beigefügte Bericht ›Lage und Perspektiven der Kernenergie in der Europäischen Gemeinschaft‹ (1965/66);
- der Bericht ›Illustrative Power Reactor Programs‹ der Europäischen Kernenergie-Agentur – ENEA – (1968), revidiert durch die Berichte ›Uranium – Resources, Production and Demand‹ der NEA und IAEA vom September 1970, August 1973, Dezember 1975 und März 1978;
- der Bericht der Atomkommission der Vereinigten Staaten

(USAEC) ›Civilian Nuclear Power ... A Report to the President‹ (1962) und die Ergänzung zu diesem Bericht (1967);

- der Bericht der Atomkommission der Vereinigten Staaten (USAEC) ›Updated (1970) Cost-Benefit Analysis of the US Breeder Reactor Program‹ WASH–1184 (Januar 1972);
- der Bericht ›Les Perspectives de Développement des Centrales Nucléaires en France‹ (PEON-Bericht), der die französische Entscheidung über die Umstellung von der Graphit-Gas-Linie auf die Leichtwasser-Linie begründete (1968).

(6) Mit Rücksicht darauf, daß gegenwärtig andere Aspekte als Kosten und Wirtschaftlichkeit die Kernenergieentwicklung maßgebend mitbestimmen (Zugang zu den Ressourcen, Sicherheit der Anlagen, Eignung zur Verhinderung einer Proliferation von Kernwaffen, Akzeptanzbereitschaft usw.) wird der Aussagewert von Modelluntersuchungen der geschilderten Art heute gering veranschlagt. Als Beispiel für eine in der jüngsten Vergangenheit durchgeführte derartige Untersuchung sei hingewiesen auf den Bericht, den A. Giraud vom französischen Atomenergiekommissariat auf der European Nuclear Conference im April 1975 in Paris erstattete: ›Rôle et Importance du Nucléaire dans la Réalisation des Besoins en Energie‹. Diese auf die Zeit bis zum Jahre 2030 erstreckte Untersuchung gelangt zu dem nicht unbestrittenen Ergebnis, daß die Versorgung mit Kernbrennstoffen ohne die Schnellen Brüter »quasi unmöglich« sei, und zwar unter der Annahme einer Zuwachsrate des Welt-Energieverbrauchs, die zwischen 1970 und 2030 von 4 auf 3%/a absinkt, und eines Kernenergieanteils an der Welt-Energieerzeugung, der sich Anfang des nächsten Jahrhunderts auf 30% einpendelt. In dieser Rechnung wird der Hochtemperatur-Reaktor mit seinen Möglichkeiten zur Erschließung des Wärmemarktes nicht seinem Potential gemäß gewürdigt, was der französischen Sicht entspricht. Dort konzentrieren sich die Anstrengungen auf die Entwicklung des Schnellen Brüters.

Zu hiervon nicht sehr abweichenden Ergebnissen ist auch die Conservation Commission der Weltenergiekonferenz gelangt. Auf die Ausführungen S. 130ff. sei verwiesen.

3.5.1 Wirtschaftliche Aussichten der verschiedenen Reaktorlinien

(1) Die nicht zuletzt aufgrund der genannten Untersuchungen heute weitgehend vertretenen Voraussagen über die Rolle, die

die verschiedenen Reaktortypen in Zukunft spielen werden, lassen sich zu den folgenden drei Thesen zusammenfassen:

(a) *Leichtwasser-Kraftwerke* sind im Grund- und Mittellastbereich kostengünstiger als alle herkömmlichen Wärmekraftwerke, die in nicht begrenzten Mengen zur Verfügung stehende fossile Brennstoffe unterfeuern. Die Preiserhöhungen für diese Brennstoffe in 1973/74 und 1979/80 haben den Kostenvorteil wesentlich verbessert.

(b) *Hochtemperatur-Kraftwerke* werden nach ihrer Markteinführung etwas höhere Anlagekosten haben als Leichtwasser-Kraftwerke. Auf der anderen Seite wirkt sich der höhere Wirkungsgrad kostenmindernd aus.

Der Brennstoffkreislauf wird in seinen Kosten niedriger liegen als beim Leichtwasser-Kraftwerk. Günstiger ist sicherlich auch das Potential dieses Reaktors, steigende Genehmigungsanforderungen zu erfüllen. Kostengründe allein werden aber einen Elektrizitätserzeuger nicht veranlassen, ein Hochtemperatur-Kraftwerk in Auftrag zu geben.

Abgesehen davon weisen Hochtemperatur-Reaktoren eine Reihe von Vorteilen auf, unter denen zu nennen sind:

- der geringe und zeitlich gestreckte Verbrauch von Uran und Trennarbeit,
- die Möglichkeit, Thorium anstelle von Uran zu verwenden,
- die geringere Abwärme,
- das günstige Entwicklungspotential zur Nutzung der Hochtemperatur-Wärme für chemische, metallurgische und andere Zwecke, wie auch für die Fernheizung.

Wann diese Vorteile einmal ausschlaggebend dafür sein werden, der Hochtemperatur-Linie einen breiteren Raum in der Entwicklung der Kernenergie zu geben, kann derzeit nicht vorausgesagt werden, zumal der von der General Atomic in den USA angestrebte industrielle Durchbruch dieser Linie bisher mißlang. Eine Schwierigkeit liegt auch darin, daß die obengenannte Möglichkeit einer Nutzung der Hochtemperatur-Wärme nicht zu den traditionellen Aufgaben der Elektrizitätswirtschaft gehört.

(c) Um *Schnelle Brutreaktoren* zur industriellen Reife zu bringen, sind umfangreichere und länger dauernde Entwicklungen erforderlich und größere politische Schwierigkeiten zu überwinden als dies für Hochtemperatur-Reaktoren der Fall sein wird. Brutreaktoren versprechen dann aber eine drastische Verminderung des spezifischen Uranbedarfs und eine rationel-

lere Verwertung des bei der Wiederaufbereitung abgebrannter Leichtwasser- und Hochtemperatur-Elemente gewonnenen Plutoniums. Andererseits ist die Entwicklung des Uranangebots nach Mengen und Preisen günstiger verlaufen als vorausgesehen wurde. Dies wird auch in Zukunft der Fall sein. Nach weitverbreiteter Meinung sind, zur Zeit wenigstens, Befürchtungen um die zukünftige Versorgung mit Natururan kein durchschlagendes Motiv für die Entwicklung dieser Reaktorlinie.

Nach heute vorherrschender Auffassung werden Schnellbrüter-Kraftwerke mit industriellem Zuschnitt frühestens in der zweiten Hälfte der 80er Jahre in Auftrag gegeben werden und ab Mitte der 90er Jahre ihren Betrieb aufnehmen können. In Deutschland erwartet man eine weit stärkere Verzögerung.

In der Bundesrepublik ist die Weiterentwicklung dieser Reaktorlinie von einer positiven Entscheidung der politischen Instanzen abhängig gemacht worden. Nach dem im Juni 1980 abgegebenen Mehrheitsvotum der vom Deutschen Bundestag eingesetzten Enquête-Kommission »Zukünftige Kernenergiepolitik« soll eine solche Entscheidung erst Ende der 80er Jahre getroffen werden, so daß hierzulande mit der Inbetriebnahme erster industrieller Schnellbrüter-Kraftwerke frühestens zu Ende dieses Jahrhunderts gerechnet werden könnte – ein bemerkenswert großzügiges Timing, wenn man dagegenhält, daß der französische Super Phénix 1983 seinen Betrieb aufnehmen soll.

Haben sich Schnellbrüter-Kraftwerke aber erst einmal technisch und im Wettbewerb mit den dann angebotenen Leichtwasser- (und Hochtemperatur)-Kraftwerken bewährt, so werden sie, insbesondere wegen der günstigen Parameter ihres Brennstoffkreislaufs, in dem Rhythmus, in welchem Plutonium zur Verfügung steht, schnell einen großen Marktanteil erobern.

Diese Aussagen gelten für natriumgekühlte Brüter. Die Forschungs- und Entwicklungsarbeiten für die Dampfkühlung sind weltweit eingestellt oder weitgehend eingeschränkt worden und werden nur im Falle eines Versagens der Natriumkühlung in einem Ausmaß wieder aufgenommen werden, das sie bis zur technischen Reife und zur Wettbewerbsfähigkeit bringen kann. Trotz ihres Rückstandes von etwa fünfzehn Jahren gegenüber der Natriumkühlung hat dagegen die Gaskühlung ein beachtliches Entwicklungspotential, weil sie die Vorteile des Hochtemperatur-Reaktors mit denen des Schnellen Brutreaktors verbin-

det. Aus diesem Grunde wird auch weltweit an der Entwicklung dieser Linie gearbeitet.

(2) Aus den oben erwähnten Planungsrechnungen ergibt sich auch, welche voraussichtlichen *Einsparungen* in den Stromerzeugungskosten die Entwicklung und Inbetriebnahme von neuen Reaktorlinien mit sich bringt. Der Barwert der Summe dieser Einsparungen ist dann zugleich die wirtschaftlich vertretbare Obergrenze für die Mittel, die noch zur Erforschung und Entwicklung der betroffenen Reaktorlinie bis zu ihrer technischen und wirtschaftlichen Reife aufgewandt werden dürfen.

Im Ersten hinweisenden Programm der Europäischen Atomgemeinschaft von 1965/66 wird festgestellt, die Entwicklung und der Einsatz von Kernkraftwerken fortgeschrittener Bauart werde für die damals sechs Mitgliedstaaten der Europäischen Gemeinschaft – im Barwert, bezogen auf den 1. Januar 1970 – zu einer Einsparung von rund 40 Mrd DM allein für die Kraftwerke führen, die bis zum Jahr 2000 in Betrieb gehen werden. Dieser Betrag wäre ungleich höher als der Barwert der Gesamtausgaben für Forschung und Entwicklung, die für diese Reaktorlinien noch aufgewandt werden müßten. Die Versorgungsvorteile wurden dabei nicht berücksichtigt.

Heute ist man mit solchen Aussagen vorsichtiger. Wegen der günstigen Entwicklung der Leichtwasser-Technik und des Uranangebots ist der Kostenvorteil von Kernkraftwerken fortgeschrittener Bauart, wenn er überhaupt besteht, nur gering. Optimistische Voraussagen aus der Anfangsphase der Entwicklung haben sich insbesondere für die Schnellen Brüter nicht aufrechterhalten lassen. Eher fallen die Vorteile in bezug auf die Versorgung mit Kernbrennstoffen, und, soweit es sich um den Hochtemperatur-Reaktor handelt, die Sicherheit und die Verträglichkeit mit der Umwelt ins Gewicht.

(3) Die hier wiedergegebene Beurteilung der Aussichten für den Einsatz der verschiedenen Kraftwerktypen zur Stromerzeugung entspricht der in der Bundesrepublik offiziell vertretenen Reaktorstrategie, alles dies unter dem bekannten Vorbehalt der Weiterentwicklung der Brüterlinie. Am nächsten kommt ihr die japanische Strategie, die auch die Dreitypenfolge LWR – HTR – SNR akzeptiert. In den Vereinigten Staaten wird der HTR stärker als Alternative und weniger als Nachfolger der LWR aufgefaßt. Ob dies so bleibt, ist fraglich, nachdem die amerikanische General Atomic im Oktober 1975 erklärte, ohne öffentliche Hilfe sei sie nicht imstande, den HTR bis zur

vollen industriellen Reife weiterzuentwickeln. Dem SNR wird in den USA eine vergleichsweise geringere Priorität eingeräumt – hier einmal ganz abgesehen von den Gründen, die 1977 Veranlassung gegeben haben, den Bau des Clinch River-Reaktors vorläufig – und vorübergehend – einzustellen.

In den Programmen von Frankreich und Italien spielt der HTR nur eine geringe Rolle. Entsprechend stärker ist die dem SNR zuerkannte Bedeutung, wobei in Italien ein gewisses Interesse an den Schwerwasser-moderierten und mit gewöhnlichem Wasser gekühlten Reaktoren hinzutritt. Das Programm der Sowjetunion kann ebenso wie das französische Programm als Zweitypenstrategie LWR – SNR gedeutet werden.

Eine grundlegend abweichende Konzeption vertritt Kanada. Dort ist auch für die Zukunft keine Alternative zum Schwerwasser-moderierten und -gekühlten Reaktor vorgesehen: der singuläre Fall einer Eintypenstrategie. Die britische Regierung entschied Anfang Juli 1974, anstelle der bis dahin bevorzugten AGR-Linie hinfort auf Schwerwasser-moderierte, aber Leichtwasser-gekühlte Reaktoren des Typs SGHWR zu setzen, ohne daß es aber zu einer Bauentscheidung kam. Die damals schon erwartete Entscheidung zugunsten des LWR ist nun aber nähergerückt. Als Fernziel hält dieses Land an der Brüterentwicklung fest.

(4) Wenigstens für die Bundesrepublik Deutschland ist alles dies heute weitgehend Theorie. »Offenhalten der Brüteroption« bei weit hinausgeschobener Entscheidung über die Fortführung dieser Linie; HTR-Verzögerungen außerordentlichen Ausmaßes, da Nachweise für die Sicherheit gefordert werden, die den durch Experimente und Erprobungen inzwischen erreichten Kriterien für die Leichtwasserlinie entsprechen; Sicherstellung der Entsorgung; Neubewertung der verschiedenen Brennstoffkreisläufe mit dem Ziel der Verringerung der Gefahr einer Ausbreitung von Kernwaffen; dies sind Stichworte, die die inzwischen grundlegend geänderte Szene beschreiben. Das ändert andererseits aber auch nichts an der Richtigkeit der hier wiedergegebenen energiewirtschaftlichen Überlegungen.

3.5.2 Reaktorförderung in den deutschen Atomprogrammen

Die Entwicklung der Kernenergie ist während der Laufzeit der vier ersten deutschen Atomprogramme 1956 bis 1976 aus Mitteln des Bundes und der Länder mit insgesamt rund 16,7 Mrd

DM gefördert worden[49]. Bis 1976 entfielen rund 8,2 Mrd DM, das sind 49%, auf die nukleare Energietechnik, insbesondere die Entwicklung von Reaktoren und des Brennstoffkreislaufs, die sich nach Übersicht 108 aufteilen.

1956 bis 1976 wurden außerdem 7,6 Mrd DM für die Förderung der zweckfreien Grundlagen-Kernforschung aufgewandt. Dazu zählen vor allem die Arbeiten der Hochenergiephysik, der Niederenergie-Kernphysik und der Schwerionenforschung, der kontrollierten Kernfusion, der nuklearen Festkörperforschung sowie der Kern-, Radio- und Strahlenchemie. Mit weiteren 870 Mio. DM wurden Forschung und Entwicklung auf den Gebieten der Isotopen- und Strahlentechnik, der nuklearen Meßtechnik und Datenverarbeitung gefördert.

Damit ergibt sich folgende Endabrechnung für 1956 bis 1976

	Mrd DM	%
nukleare Energietechnik einschl. Sicherheit und Strahlenschutz	8,2	49,1
Grundlagenforschung	7,6	45,7
Isotopentechnik	0,9	5,2
	16,7	100,0

[49] Nach Untersuchungen der Internationalen Energie-Agentur (IEA), deren Ergebnisse im Juni 1979 und im Juli 1980 bekanntgegeben wurden (Energy Policies and Programmes of IEA Countries) haben die der Agentur beigetretenen Länder (praktisch die OECD ohne Frankreich) 1978 insgesamt 8,8 Mrd US-$ und 1979 insgesamt 8,6 Mrd US-$ für Energieforschungen aufgewandt. Dies entspricht jeweils 12% der gesamten Forschungsausgaben. (Obenan steht die Verteidigungsforschung unter Einschluß der technischen Entwicklung von Gerät.) Rund 50% bzw. 52% der Gesamtaufwendungen der IEA für die Energieforschung entfielen auf die USA.

Die Energie-Forschungsaufwendungen der IEA verteilten sich 1978 und 1979 wie folgt auf die verschiedenen Sachgebiete:

	1978	1979
Kohleforschung	10,2%	10,8%
Oel- und Gas-Forschung	2,6%	3,4%
Energiesparen	6,2%	6,4%
Sonne, Wind usw.	8,6%	12,0%
sonst. nichtnukleare Forschung	11,7%	12,5%
nichtnukleare Forschung	39,3%	45,1%
Kernforschung	60,7%	54,9%
insgesamt	100 %	100 %

Von den 54,9%, die 1979 für die Kernforschung aufgewandt wurden, entfielen 25,0% auf die konventionelle Kernforschung, 19,6% auf den Schnellen Brutreaktor und 10,3% auf die Kernfusion.

Übersicht 108: Förderungsaufwand für die nukleare Energietechnik in Deutschland

	1956–1976[a] Mrd DM	1977–1980[b] Mio DM
Entwicklung von Leichtwasser-Reaktoren und aller in der Bundesrepublik verfolgten Vorläufer und Nebenlinien, insbesondere der Schwerwasserlinie	1,5	76[c]
Kernbrennstoffversorgung, insbesondere Natururanversorgung und Zentrifugentechnik	1,6	577
nukleare Entsorgung	0,8	826
Sicherheits- und Strahlenschutzforschung	0,8	666
Entwicklung des Hochtemperaturreaktors	1,5	916
Entwicklung des Schnellen Brüters	2,0	1471
zusammen	8,2	4532

[a] die vier Atomprogramme
[b] Finanzbedarf des Programms Energieforschung und Energietechnologien
[c] Schiffsantrieb

Nicht berücksichtigt sind hierbei die deutschen Beiträge zu internationalen Organisationen, vor allem EURATOM, in Höhe von insgesamt fast 2 Mrd DM, die auch zu einem wesentlichen Teil für kerntechnische Vorhaben eingesetzt wurden. Tatsächlich dienten von den zwischen 1958 und 1971 im Rahmen des Forschungsbudgets der Europäischen Atomgemeinschaft insgesamt eingesetzten Mitteln in Höhe von 823,4 Mio US-$ etwa 69% technologischen Forschungen auf dem Gebiet der Reaktorentwicklung, davon 12% für erprobte Reaktoren, 36% für Schwerwasser-Reaktoren, 11% für Hochtemperatur-Reaktoren und 18% für Schnelle Reaktoren. Deutschland hat hierzu etwas mehr als 30% finanziell beigetragen.

Die Bundesregierung hat Ende der 50er und Anfang der 60er Jahre zunächst zahlreiche Reaktorkonzepte durch Finanzierung von *Studien* und *Vorprojekten* gefördert. Nunmehr konzentriert sich die Förderung fast ausschließlich auf heliumge-

kühlte Hochtemperatur-Reaktoren (HTR) und Schnelle Brutreaktoren (SBR) – und hier ganz überwiegend auf die natriumgekühlte Variante (SNR). Das am 27. April 1977 vom Bundeskabinett verabschiedete Vierjahresprogramm »Energieforschung und Energietechnologien 1977 bis 1980« sieht bei einem Gesamtfinanzbedarf von 6,53 Mrd DM, davon 4,53 Mrd DM für Kerntechnik, folgende Beträge für die Reaktorentwicklung vor, jeweils unter Einschluß der Aufwendungen in den Forschungszentren und für Prototypen und Versuchsanlagen:

HTR	916 Mio DM	37,2%
SBR	1471 Mio DM	59,7%
Kernenergieschiffe	76 Mio DM	3,1%
insgesamt	2463 Mio DM	100 %

Übersicht 109: Finanzielle Förderungsmaßnahmen des Staates im Energiebereich 1978 bis 1980. Beträge in Mio DM

Zweck	1978	1979	1980	total	%
nukleare Energieforschung	1012	1150	1260	3422	12,6
nicht nukleare Energieforschung[a]	476	679	616	1771	6,5
Fusionsforschung[b]	75	92	95	262	1,0
4,3-Mrd-Programm[c]	830	880	880	2590	9,6
ERP	2	2	2	6	–
BMWi-Innovationsförderung	1	25	38	64	0,2
Fernwärmeförderung	60	180	180	420	1,5
Investitionszulage[d]	65	85	95	245	0,9
Kohlebeihilfen[e]	5279	6724	6326	18329	67,7
Gesamtbetrag[f]	7800	9617	9492	27109	100

[a] zu ca. 70% Kohleforschung
[b] ohne die Mittel aus dem EG-Haushalt
[c] Energieeinsparungsprogramme, hier vor allem die Energiesparzulage für wärmedämmende Maßnahmen
[d] für energiesparende Maßnahmen der Industrie
[e] für 1980 entspricht dies 74 DM/t
[f] nicht berücksichtigt sind die Ausgaben für die Bevorratung (Kohle, Erdöl und Uran)

Quelle: Haushaltsausschuß des Deutschen Bundestages, Drucksache 1193 vom März 1980

Der LWR wird nicht mehr finanziell gefördert. Auf der Strecke geblieben sind mehrere Reaktorenentwicklungen, so schon sehr früh die Magnox-Reaktoren und die mit organischer Flüssigkeit gekühlten Reaktoren, zuletzt die Schwerwasser-Reaktoren (die Zuschüsse zum MZFR werden aber weiter gezahlt) und praktisch auch die Dampfbrüter. Übersicht 109 gibt eine Gesamtdarstellung der Aufwendungen aus öffentlichen Mitteln auf dem Gebiet der Energie.

3.5.3 Die Entwicklung von Hochtemperatur-Reaktoren (HTR) in der Bundesrepublik

(1) Schwerpunkt der HTR-Entwicklung (vgl. S. 74ff.) ist die Errichtung eines 300 MWe-Prototyp-Kraftwerks mit einem Hochtemperatur-Reaktor vom *Kugelhaufentyp* – der *THTR* – in Uentrop-Schmehausen, Kreis Unna/Westfalen, der sich auf die Erfahrungen aus dem Betrieb des 15 MWe-AVR-Versuchsatomkraftwerks in Jülich stützt (s. S. 75ff.). Der THTR wurde 1970 in Auftrag gegeben und sollte ursprünglich 1977 seinen Betrieb aufnehmen. Insbesondere wegen des langwierigen Genehmigungsverfahrens mit einer Überfülle an Verwaltungsrichtlinien, Vorschriften und Auflagen erwartet man gegenwärtig (Mitte 1981), daß sich der Zeitpunkt der Kraftwerksübergabe um wenigstens 74 Monate verzögern wird. Derzeit rechnet man mit einer Übergabe am 1. September 1984. Die Null-Energieversuche sollen am 1. März 1983 beginnen. Die Verzögerungen werden hauptsächlich dadurch verursacht, daß die Genehmigungsbehörden für diesen Reaktor neuen Typs, den THTR, praktisch die gleichen Nachweise hinsichtlich der Sicherheit verlangen, wie für die bereits seit langem eingeführten Leichtwasser-Reaktoren.

Ein am 16. Februar 1981 vom Verwaltungsgericht Arnsberg verfügter, dann aber am 5. April 1981 vom Oberverwaltungsgericht Münster unanfechtbar wieder aufgehobener Teilbaustopp verursachte keine wesentliche Zusatzverzögerung. Eine vollständige Stillegung der Baustelle hätte aber zu Unterbrechungskosten von monatlich etwa 20 Mio DM geführt. Arnsberg hatte den Baustopp angeordnet, weil der Betreiber das Konzept des Speisewasserbehälters mit dem Ziel einer Verbesserung der Sicherheit geändert, die neuen Pläne aber nicht öffentlich ausgelegt hatte. Der Behälter sollte nicht mehr auf dem Dach sondern in einem eigenen Haus untergebracht werden. Nicht zu Unrecht hatte der für die Genehmigung zuständige Sozialminister von NRW dazu festgestellt, das Urteil von Arnsberg verhindere jede Kraftwerksplanung.

Abb. 53: Kumulierte Entwicklungskosten der Hochtemperaturreaktoren (Preisbasis 1976, nach Statusbericht der Prototypanlage nukleare Prozeßwärme, Jülich 1976)

Die Kosten mit Preisgleitung wurden 1974 auf 885 Mio DM veranschlagt, wovon 475 Mio DM vom Bund und 100 Mio DM vom Land Nordrhein-Westfalen getragen werden. Der Kostenvoranschlag gliederte sich wie folgt:

Kosten lt. Liefervertrag	394 Mio DM
Bauherrenkosten	80 Mio DM
Brennelemente	35 Mio DM
Mehrkosten-Reserve	288 Mio DM
Bauzugehörige Forschung und Entwicklung	88 Mio DM
	885 Mio DM

Gegenwärtig (Mitte 1981) rechnet man mit Gesamtkosten von wenigstens 3 Mrd DM, d.h. mehr als dem Dreifachen des ursprünglich veranschlagten Betrages. Die Kosten explodierten derart, weil – so die Aussage von Kritikern – die Sicherheitsauflagen »ins Unermeßliche« gesteigert wurden für einen Reaktor, der – verglichen mit einem LWR – beachtlich vorteilhafter in der Sicherheit ist[50].

[50] Nach einer Aussage des Projektleiters W. Brandl sollen allein bis 1977 insgesamt 5 Mio Einzelprüfungen und Qualitätskontrollen stattgefunden haben,

Die aus Abb. 53 ersichtlichen bisherigen und vorgesehenen Aufwendungen für die Entwicklung des Hochtemperaturreaktors in Deutschland zwischen 1960 und 1995 – ganz überwiegend aus öffentlichen Mitteln – beruhen auf Schätzungen aus dem Jahre 1976 und sind daher auf eine zu kurze Entwicklungszeit abgestellt und zu niedrig angesetzt.

Auftraggeber, Zuschußempfänger und zukünftiger Betreiber des THTR 300 ist die HKG (Hochtemperatur-Kernkraftwerk GmbH), an der sechs Elektrizitätsversorgungsunternehmen beteiligt sind: Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH, Gemeinschaftskraftwerk Hattingen GmbH, Kommunales Elektrizitätswerk Mark AG, Stadtwerke Aachen AG, Stadtwerke Bremen AG und Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG. Die HKG erhielt durch das ihr verliehene Statut eines Gemeinsamen Unternehmens nach dem EURATOM-Vertrag eine Reihe von fiskalischen und anderen Vergünstigungen. Die Europäische Investitionsbank hat ihr zu günstigen Bedingungen ein Darlehen im Gegenwert von 90 Mio DM gewährt. Auftragnehmer ist ein Konsortium, das aus der HRB (Hochtemperatur-Reaktorbau-GmbH) und der NUKEM GmbH gebildet wird. Vorgänger der HRB war die BBK (Brown Boveri/Krupp Reaktorbau GmbH), aus der die Firma Krupp nach langen Auseinandersetzungen, die das Projekt zeitweise gefährdeten, 1971 ausgeschieden ist. Die BBC hat als neue Partner die Gulf General Atomic – nunmehr General Atomic – in San Diego/Kalifornien gewonnen, die nach einer Abmachung vom Dezember 1972 eine Minderheitsbeteiligung von 45% an der HKG erworben hat. An den nuklearen Aktivitäten der (Gulf) General Atomic ist die Royal Dutch/SHELL-Gruppe mit 50% beteiligt.

Die General Atomic verfügt auf dem Gebiet der Hochtemperatur-Reaktoren über umfassende Erfahrungen. Der von diesem Unternehmen gebaute 330 MWe-Reaktor Fort St. Vrain/Colorado wurde am 9. Februar 1974 kritisch. Bei der Inbetriebnahme dieses Reaktors traten aber Schwierigkeiten bei den Pelton-Rädern, an den Heliumgebläsen, infolge Wassereintritts in den Reaktor und wegen Fehlbedienung der Gebläse auf, die

deren Befunde – 100 000 Einzelergebnisse – in 1200 Aktenordnern gesammelt wurden. Nach vorsichtiger Schätzung müßten bis zum Abschluß des Genehmigungsverfahrens Unterlagen im Gewicht von 280 t erstellt werden. Angesichts dieser Anforderungen müsse man sich fragen, ob die Errichtung und Inbetriebnahme dieses Kernkraftwerks überhaupt noch sinnvoll sei (vgl. Westfälischer Anzeiger vom 21. Dezember 1979).

jede für sich nicht problematisch waren, durch ihr Zusammentreffen aber dazu führten, daß der Reaktor lange Zeit nicht auf die volle Leistung gebracht werden konnte. Eine weitere Verzögerung trat ein, als wegen eines von der Hochtemperaturentwicklung unabhängigen Ereignisses – dem Brand in Brown's Ferry im März 1975 – verschärfte Sicherheitskriterien eine umfangreiche Neuverkabelung auch bei Fort St. Vrain erforderlich machten. 1978 konnte dieser Reaktor schließlich seinen Leistungsbetrieb aufnehmen, allerdings beschränkt auf 70% der Nennleistung von 340 MWe, weil die Gasaustrittstemperaturen schwankten.

(2) Für die Weiterentwicklung des Hochtemperaturreaktors zur Elektrizitätserzeugung gab es in der Bundesrepublik ursprünglich zwei konkurrierende Pläne: der Bau eines HTR-Kraftwerks von 1200 MWe mit blockförmigen Brennelementen nach der Konzeption der (Gulf) General Atomic und, als Alternative, die Weiterentwicklung des THTR-Reaktors mit kugelförmigen Brennelementen – eine Extrapolation auf die Leistung industrieller Leichtwasser-Kraftwerke (um 1200 MWe) wäre hier in einem Schritt nicht möglich gewesen.

Das Gulf-Konzept hatte zunächst Chancen auf alsbaldige Verwirklichung. Das hätte auch dem Vierten Atomprogramm der Bundesrepublik entsprochen, das ein solches Projekt guthieß, die Realisierung dieses Vorhabens vornehmlich aber als Aufgabe der Industrie ansah, die eine starke Unterstützung aus öffentlichen Mitteln hierzu nicht mehr benötige. In der Tat: BBC und HRB legten den VEW auf deren Anfrage im Mai 1973 ein vorläufiges, seitdem mehrfach verbessertes Angebot für ein 1160 MWe-HTR-Kraftwerk vor, für welches das atomrechtliche Genehmigungsverfahren dann auch seit September 1973 in Gang gesetzt wurde. Electricité de France und Central Electricity Generating Board hatten sich bereiterklärt, mit den VEW im Rahmen eines Auftragskonsortiums zusammenzuwirken.

Der Plan, ein solches Kraftwerk alsbald am Standort des THTR Uentrop-Schmehausen (Kreis Unna) zu bauen, zerschlug sich aber, nachdem der Zeitplan für einen Anschluß ans Netz (spätestens 1983) mit einem HTR nicht einzuhalten und auf Grund der Entwicklung in den USA die Gefahr abzusehen war, daß weder ein US-»Lead Project« noch Nachfolgeprojekte gleicher Konzeption disponibel sein werden. In Ausnutzung des damals auslaufenden Investitionszulagengesetzes bestellte die VEW daher einen Leichtwasser-Reaktor für den gleichen

Standort, ein Projekt, das in besondere Schwierigkeiten geraten ist, nachdem sich die Behörden von Nordrhein-Westfalen bis vor kurzem weigerten, den Genehmigungsantrag zu bearbeiten.

(3) Wie die nach wie vor anerkannten Vorteile dieser fortgeschrittenen Reaktorlinie – eine industrielle und technische Alternative zu den Leichtwasser-Kraftwerken, die Möglichkeit der Nutzung der Reaktorwärme als Fern- oder Prozeßwärme, vergleichsweise günstige Sicherheitsaspekte, geringere Abwärme usw. – weiterhin genutzt werden können, war längere Zeit – praktisch bis zum Frühjahr 1978 – offen.

Erste grundlegende, inzwischen aber wesentlich abgeänderte und zu einem Teil widerrufene Entscheidungen fielen im Laufe des Jahres 1978. Die damalige Orientierung der weiteren Entwicklung des HTR läßt sich wie folgt charakterisieren (vgl. die Ausführungen von K. H. Beckurts und P. Engelmann – beide KFA – sowie W. Mattick – BBC – anläßlich des »HTR-Statusberichtes« am 26. September 1978 in Jülich):

- Der HTR wird zur Prozeßwärmedarbietung und zur Elektrizitätserzeugung gleichrangig weiterentwickelt, wobei die stromerzeugende Anlage einen gewissen zeitlichen Vorlauf haben wird.
- Das nukleare Wärmeerzeugungssystem beider Anlagen soll einheitlich ausgelegt werden: als Kugelhaufenreaktor in einem integrierten Spannbetonbehälter. Damit war die langjährige Kontroverse über die Geometrie der Brennelemente »Kugel« oder »Zylinder« zugunsten der Kugel entschieden.
- Die Stromerzeugungsanlage wird als Einkreisanlage im Helium-Direktkreislauf konzipiert[51]. Die Jahre hindurch favorisierte Zweikreisanlage war damit aufgegeben – Baubeginn für eine Demonstrationsanlage von 675 MWe voraussichtlich Mitte der 80er Jahre.
- Auch die vorgesehene Prototypanlage zur Erzeugung nuklearer Prozeßwärme (PNP) für Kohlevergasung und Methanspal-

[51] Das ursprüngliche »HHT-Projekt«, die Entwicklung eines Hochtemperatur-Reaktors mit *Heliumturbine*, sollte in mehreren Phasen über die Zwischenstufe eines fossil beheizten 50-MWe-Kraftwerks mit Heliumturbine in Oberhausen und einer Hochtemperatur-Helium-Versuchsanlage (HHV) in der KFA Jülich bis zu einem HHT-Demonstrationskraftwerk mit wenigstens 300 MWe führen. An diesem Programm, das 1977 mit einem Angebot für die Errichtung eines großen HHT-Kraftwerks enden sollte, nahmen die HRB, die KFA Jülich und die NUKEM teil. Die Gesamtkosten werden im Rahmen des Vierten Deutschen Atomprogramms auf 251 Mio DM angesetzt.

tung von 500 MWth wird etwa Mitte der 80er Jahre begonnen werden.

(4) Die vorstehenden Planungen sind inzwischen revidiert worden, nachdem der HTR-Statusbericht am 31. Oktober 1980 zu der Feststellung gelangt war, daß der HTR mit Heliumturbine großer Leistung (HHT) und die Prototypanlage Nukleare Prozeßwärme (PNP) wegen technischer Schwierigkeiten und langfristiger Entwicklungsprobleme nicht im direkten Anschluß an den – verzögerten – THTR baubar sind. Die folgenden zwei Punkte beschreiben den Planungsstand im April 1981:

- Wegen des erkennbar geringen Nutzens wird das Projekt eines HTR mit Heliumturbine großer Leistung (HHT) nicht weiter verfolgt. Die Förderung wird am 30. Juni 1981 eingestellt.
- An dem Plan, eine Prototypanlage Nukleare Prozeßwärme (PNP) zu bauen, wird festgehalten. Die nunmehr vorgesehene Anlage mit einer Leistung von 900 MWe (880 MW ohne Prozeßdampfauskoppelung und 750 MW mit Prozeßdampfentnahme) wird je einen Kreislauf zur Erzeugung von Strom und von Prozeßdampf erhalten. Mitte der achtziger Jahre soll mit dem Bau der Anlage begonnen werden. Da der zur Kohlevergasung vorgesehene Prozeßdampf aus der HTR-Anlage eine Austrittstemperatur von nur 700 °C haben wird, das Kohlevergasungsverfahren aber Temperaturen von mehr als 900 °C erfordert, muß der zusätzliche Wärmebedarf im Hochtemperaturbereich durch eine fossile Heizung gedeckt werden. Die PNP-Entwicklung läuft jedoch als langfristiges Projekt weiter[52,52a]

[52] In einer Mitteilung des BMFT vom März 1981 heißt es dazu:
»Der Schritt zu diesem jetzt machbaren HTR ist sowohl eine logische technische Fortsetzung der Stromerzeugerlinie AVR-THTR, als auch eine Möglichkeit, durch Nutzung des HTR-Prozeßdampfes bei der Steinkohlevergasung bereits in überschaubarer Zeit ca. 85% der theoretischen Gasausbeute von PNP zu erreichen.

Die starke technische Anlehnung an den schon zu 90% atomrechtlich genehmigten THTR-300 garantiert einerseits eine effektive Nutzung der langjährigen Förderung der HTR-Entwicklung durch die öffentliche Hand erarbeiteten Erkenntnisse und rechtfertigt andererseits die Übergabe der Federführung von Staat an die Privatwirtschaft ...

Die Bundesregierung ist in voller Übereinstimmung mit dem Land Nordrhein-Westfalen nach wie vor der Meinung, daß der HTR eine Rolle bei der Energieversorgung spielen kann. Ob der HTR wirklich eine Rolle spielen wird, hängt entscheidend vom Engagement der beteiligten Wirtschaftszweige ab.«

[52a] Wegen des hohen Mittelbedarfs wurde die im März 1981 vorgelegte HTR-900-Projektstudie von der EVU-Betreibergruppe abgelehnt. Zur Überwindung der Finanzierungsschwierigkeiten schlug BBC/HRB daraufhin Mitte Juli 1981 vor, stattdessen eine Anlage mit nur 450 MWe, den HTR-450, zu bauen. Die

(5) Auf der Herstellerseite werden BBC/HRB, (Hochtemperatur-Reaktorbau GmbH), KWU/GHT (Gesellschaft für Hochtemperatur-Technik mbH) und NUKEM in einem Konsortium zusammenarbeiten.

Als Trägergesellschaft der Elektrizitätswirtschaft für die Entwicklung und spätere Realisierung des geplanten Demonstrations-Hochtemperatur-Kraftwerks wurde im März 1980 die *Hochtemperaturreaktor GmbH (HRG)* in Hannover gegründet und im Januar 1981 in das Handelsregister eingetragen. Gesellschafter sind Preußenelektra und NWK mit je 18%, RWE mit 15%, HEW mit 10%, VEBA-Kraftwerke Ruhr AG und STEAG mit je 5%, Neckarwerke mit 3%, sowie mit insgesamt 26% eine in der Hochtemperaturreaktor-Planungsgesellschaft (HTP) zusammengefaßte Gruppe kommunaler EVU (Düsseldorf, Hannover, Köln, Krefeld, München und Wuppertal) unter Führung der Stadtwerke Düsseldorf. Ob sich die VEW beteiligen werden, ist z. Zt. offen.

Die HRG soll gemeinsam mit der Ruhrkohle AG (Essen) und der Ruhrgas AG (Essen) im Rahmen einer Projektstudie mit Förderung durch das Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT) noch 1981 ein kurzfristig realisierbares Konzept für einen wirtschaftlichen und genehmigungsfähigen Hochtemperaturreaktor erarbeiten, der eine Dampfturbine für die Stromerzeugung erhalten und gleichzeitig die Auskopplung von Prozeßdampf für eine Kohleveredelungssanlage ermöglichen soll. Das Konzept soll anschließend in einer Planungsphase bis zur Vergabereife entwickelt werden. Es wird damit gerechnet, daß die Detailplanung bis zur Baureife unter Einschluß der ersten und der zweiten Teilerrichtungsgenehmigung bis 1985 dauern wird. Die Errichtung und Inbetriebnahme der Anlage soll dann in den Jahren 1986 bis 1992 erfolgen.

(6) Dieses nationale Programm ist durch eine Reihe von bilateralen und multilateralen Abkommen mit Aktivitäten in der Schweiz, in Japan, Frankreich, Österreich, in den USA und in

veranschlagten Kosten der Planungsphase (1981 bis 1985) liegen mit 350 Mio DM um 44%, die der Errichtungsphase mit 1,85 Mrd DM um 43% niedriger als diejenigen des HTR-900. Andererseits werden die Stromerzeugungskosten dieser Demonstrationsanlage – wie stets in diesem Buch zurückgerechnet auf den Kosten- und Preisstand 1981 – 13,0 DPfg/kWh (18% mehr als beim HTR-900) betragen. In Konkurrenz zu diesem Konzept favorisiert die KWU ein »Modul-Konzept« mit einer Leistung je Einheit von nur 200 MWth (rd. 85 MWe) und entsprechend höheren Kosten der Energiebereitstellung.

Brasilien verbunden. Es sind darüber hinaus aussichtsreiche Bemühungen im Gange, durch besondere Abmachungen mit der Schweiz und mit Frankreich zu einer vertieften Zusammenarbeit zu gelangen, die bis zu einer echten Beteiligung dieser Länder bei der Errichtung der Erstanlagen reichen könnte[53]. Mit alledem zeichnet sich ein Weg ab, der zur Errichtung dieser Anlagen in den 80er Jahren zum kommerziellen Marktdurchbruch noch in den 90er Jahren führen kann.

(7) Die Einführung des HTR auf dem Energiemarkt hängt auch davon ab, ob ein geeignetes HTR-Brennstoffkreislauf-Konzept realisiert und rechtzeitig bereitgestellt werden kann.

[53] Die bislang wenig erfolgreichen Bestrebungen, die Hochtemperatur-Linie auch im europäischen Rahmen zu entwickeln, reichen schon lange zurück. Am 23. März 1959 kamen die Länder Belgien, Dänemark, Norwegen, Österreich, Schweden, die Schweiz und das Vereinigte Königreich sowie die Europäische Atomgemeinschaft, die für ihre damals sechs Mitgliedstaaten handelte, überein, im Rahmen der Europäischen Kernenergie-Agentur (ENEA) den Hochtemperatur-Versuchsreaktor DRAGON in Winfrith (Südengland) gemeinsam zu bauen. Dieser Reaktor wurde erstmals im August 1964 kritisch. Das DRAGON-Abkommen ist mehrfach verlängert worden. 1977 sind die Bemühungen um eine weitere Verlängerung dieses Abkommens dann aber gescheitert, auch ein Zeichen für das zurückgehende Engagement zur Kooperation im europäischen Rahmen.

Es ist verständlich, daß die Unternehmen, die beim Bau des DRAGON-Reaktors mitgewirkt haben, bestrebt waren, das gemeinsam erworbene know how beim Bau von kommerziellen Hochtemperatur-Kraftwerken zu nutzen. Mit diesem Ziel vereinbarten am 18. Januar 1968 in Brüssel die fünf Reaktorbau-Unternehmen Nuclear Power Group Ltd., Belgonucléaire SA., Gutehoffnungshütte AG., SNAM Progetti SpA. und Groupement Atomic Alsacienne Atlantique S. A., bei der Entwicklung und beim Bau von Hochtemperatur-Reaktoren des Typs DRAGON im Rahmen der dazu errichteten Inter Nuclear S. A. Brüssel zusammenzuarbeiten. Diese Vereinbarung hat keine Früchte getragen, vor allem wohl deshalb, weil die damals auf diesem Gebiet am stärksten engagierte europäische Gruppe, die BBK (Brown Boveri/Krupp Reaktorbau GmbH), sich nicht beteiligte.

Einen neuen Versuch, zu einer europäischen Zusammenarbeit bei Hochtemperatur-Reaktoren zu gelangen, unternahmen die Elektrizitätserzeuger. Am 13. Dezember 1971 gründeten der CEGB (Central Electricity Generating Board), die EDF (Electricité de France), die HKG (Hochtemperatur-Kernkraftwerk GmbH, das Betreiber-Konsortium für den THTR 300), das RWE (Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG) und die VEW (Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen) die *EURO-HKG*, Europäische Gesellschaft zur Auswertung von Erfahrungen bei Planung, Bau und Betrieb von Hochtemperatur-Reaktoren GmbH in Köln. Inzwischen ist auch die ENEL (Ente Nazionale per l'Energia Elettrica) der EURO-HKG beigetreten. Aufgrund dieses Vertrages sollen Erfahrungen beim Bau und Betrieb des THTR 300 ausgetauscht werden. Die EURO-HKG hatte ursprünglich die Absicht, später einen Reaktor gleichen Typs mit einer Leistung von etwa 1000 MWe zu errichten.

Dabei kommt der Entsorgung des HTR eine der Brennstoff-Versorgung gleichzusetzende energiepolitische und wirtschaftliche Bedeutung zu. Der Thorium-Uran-Brennstoffkreislauf mit hochangereichertem Uran galt lange Zeit als Referenzzyklus für den HTR. Seit Abschluß der Arbeiten von INFCE hat sich dies aber geändert[53a]. Die nunmehr geänderte Konzeption für den Brennstoffzyklus des HTR ergibt sich aus der folgenden Mitteilung des BMFT vom März 1981: Angesichts der noch bestehenden Unsicherheiten bezüglich der Versorgung mit hochangereichertem Uran, das für den Thorium/Uran-Kreislauf notwendig ist, soll der »Hybrid«-HTR mit einem Uran/Plutonium-Mischoxidbrennstoff betrieben werden, der nur auf 7 bis 10% angereichert werden muß. Von vornherein werden jedoch Vorkehrungen für eine mögliche Umstellung des Reaktors auf den Betrieb mit Thorium/Uran-Brennstoff getroffen, der nach wie vor im deutschen HTR-Programm langfristig gesehen die Favoritenrolle hat. Der 300-MW-THTR soll von Anfang an für Thorium/Uran-Brennstoff ausgelegt werden.

Neuere Untersuchungen über den Uranerzbedarf der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahre 2100 auf der Basis einer realistischen Bedarfsentwicklung für die Kernenergie und unter Zugrundelegung alternativer Reaktorstrategien zeigen, daß der HTR mit einer Konversionsrate von 0,84 und Brennelementen, die der heutigen Fertigungstechnologie entsprechen, in einem Leichtwasser-HTR-System mit geschlossenem Zyklus zu einem Uranerzbedarf führt, der bis zum Jahre 2050 dem eines Leichtwasser-Schnellbrutreaktor-Systems gleich ist und danach auch nur wenig höher liegt.

(8) Das HTR-Projekt unter Einschluß der Prozeßwärmeentwicklung zeigt phänotypisch – dies ist die derzeitige Bilanz –, wie eine nukleare Entwicklung im Dickicht des Genehmigungsverfahrens steckenbleibt und Gefahr läuft zu enden – mit Konsequenzen für die zukünftige Energieversorgung und

[53a] Die Möglichkeit einer solchen Änderung zeichnet sich inzwischen ab. Jedenfalls stellte im Juli 1979 die Bundesregierung in ihrer Antwort auf eine im Bundestag gestellte Kleine Anfrage fest, sie werde die Aufarbeitung thoriumhaltiger Brennstoffe in der KFA Jülich künftig nicht mehr finanziell unterstützen. Z. Zt. bestehe keine Notwendigkeit für einen Thorium-Brennstoff-Kreislauf, zumal wenn er im nationalen Alleingang von Grund auf zu entwickeln wäre. Über dieses etwas vorschnelle Votum kam es zu Auseinandersetzungen zwischen der Bundesregierung und der Regierung von Nordrhein-Westfalen, deren Ausgang offen ist.

den technologischen Status der Bundesrepublik Deutschland, die nur mit Bitternis registriert werden können.

3.5.4 Die Zusammenarbeit zwischen Deutschland, Belgien, den Niederlanden und Frankreich bei der Entwicklung Schneller Brutreaktoren.

(1) Im Rahmen der breit gefächerten deutschen Energiepolitik hat die Förderung der Entwicklung von Schnellen Brutreaktoren immer schon einen wichtigen Platz eingenommen. Ganz entscheidend dazu beigetragen hat die relativ frühzeitige internationale Zusammenarbeit auf diesem Gebiet, zunächst im Rahmen der Europäischen Atomgemeinschaft[54], sodann zwischen Deutschland, Belgien und den Niederlanden und darüber hinaus schließlich die Zusammenarbeit mit Industrie und Forschungseinrichtungen in Frankreich seit 1977.

(2) Der Jahresbetrag finanzieller Aufwendungen für die Schnellbrüterentwicklung in den einzelnen Ländern im Budget-Jahr 1977 (umgerechnet auf DM) betrug; s. Kasten:

USA	1430 Mio DM	(incl. Clinch River Project)
Großbritannien	214 Mio DM	
Bundesrepublik Deutschland/ Belgien/ Niederlande	495 Mio DM	(incl. SNR 300)
Frankreich	300 Mio DM	(ohne Baukosten des Super Phénix)
Italien	126 Mio DM	(ohne Beteiligung am Super Phénix)
Japan	180 Mio DM	
UdSSR	nicht bekannt.	

[54] Den nachdrücklichen Bemühungen der EURATOM-Kommission, die Bundesrepublik, Frankreich und die Benelux-Länder dazu zu bewegen, gemeinsam einen Versuchsreaktor von 250 bis 300 MWe zu bauen, d.h. die Projekte Phénix und SNR 300 zu vereinigen und an diesem gemeinsamen Vorhaben auch Italien mit seinem Projekt eines Brennelement-Testreaktors PEC zu beteiligen, blieb der Erfolg versagt. Offenbar war in den betroffenen Ländern das Interesse, der heimischen Industrie einen möglichst ungeteilten Auftrag zukommen zu lassen, zu groß. So kam es nur zu einer Zusammenarbeit zwischen der Bundesrepublik Deutschland und den Benelux-Ländern. Einer Zusammenarbeit, die Frankreich einschloß, stand auch entgegen, daß sich das SNR 300-Projekt gegenüber dem Phénix-Projekt unerwartet stark verzögerte, so daß schließlich die französische Seite in einer Zusammenlegung der Projekte keinen hinreichenden Vorteil mehr sah.

Abb. 54: Organisationsschema SNR 300

Im gesamten zurückliegenden Zeitraum haben sich die staatlichen Aufwendungen für den Schnellbrüter in den USA und in der Bundesrepublik, Belgien und den Niederlanden zusammengenommen wie folgt entwickelt (Beträge in Mio DM, jeweiliger Kurs):

	bis 1972	1973	1974	1975	1976	1977
Vereinigte Staaten	5700	880	1140	1200	1300	1430
D, B, NL	1300	330	410	440	450	495

(3) Nachdem 1968 auf der Herstellerseite das trinationale Unternehmen INB (Internationale Natrium-Brutreaktor-Bau GmbH) gegründet worden war, wurde diesem Unternehmen 1972 der Auftrag zu Errichtung des 300 MWe Prototyp-Kraftwerks (SNR 300) mit einem natriumgekühlten Schnellbrutreaktor erteilt (vgl. hierzu Abb. 54).

Die Bauarbeiten in Kalkar am Niederrhein begannen im April 1973. Mit der Fertigstellung der Anlage wird jetzt erst 1984 gerechnet – dies vor allem veranlaßt durch das sich nur mühsam dahinschleppende Genehmigungsverfahren und die für dieses Projekt nicht gerade vorteilhaften Eingriffe in den Entscheidungsprozeß durch Politiker auf Bundes- und auf Landesebene.

Der Bau des Kernkraftwerks Kalkar (SNR 300) stützt sich auf die F + E-Arbeiten in den beteiligten Ländern und auf die bereits gewonnenen Erfahrungen mit dem 20 MWe Brüter-Versuchskraftwerk KNK I (bzw. seit 1977 mit schnellem Kern KNK II) in Karlsruhe.

Die auf den Prototyp SNR 300 angewendeten Genehmigungskriterien stimmen grundsätzlich, vor allem was die Sicherheitsmaßstäbe angeht, überein mit den Kriterien für kommerzielle Reaktoren. Hier liegt auch die Hauptursache für die enorme Kosteneskalation, denn durch eine Reihe von unvorhergesehenen Genehmigungsauflagen und durch die Auflagen, dem Stand der Technik entsprechend neueste Entwicklungen und Erkenntnisse bei der Auslegung des Kraftwerkes zu berücksichtigen, sind sowohl die Herstellungskosten als auch die F + E-Kosten über jedes voraussehbare Maß hinaus gestiegen. Die jüngste Kostenschätzung führt zu wenigstens 5 Mrd DM. Im Zeitpunkt dieser Schätzung – im Frühjahr 1981 – waren bereits 2,6 Mrd. DM investiert. In den Kostenangaben der Übersicht 110 sind die belgischen und niederländischen Aufwendungen für die bauzugehörige Forschung und Entwicklung sowie die Plutoniumbeschaffung nicht enthalten. Das gleiche

Übersicht 110: Kostenschätzung und Finanzierung des SNR 300 einschließlich Preisgleitung bis Projektabschluß (Stand 1979)

Kosten (in Mio DM)		Finanzierung (in Mio DM)	
Lieferverträge (einschl. Brennelementerstausstattung, technische und wirtschaftliche Risiken) Bauherrnkosten (einschl. Bauzinsen)	2768	Eigenfinanzierungsanteil SBK	221
Bauzugehöriges Forschungs- und Entwicklungsprogramm (deutscher Anteil)	283	Zuschuß Belgiens	382
		Zuschuß der Niederlande	382
		Zuschuß des Bundes	1829
Plutonium für Brennelementerstausstattung (deutscher Anteil)	41	Investitionszulage	225
		Zuschuß der Industrie	23
Summe	3092		3092

gilt für die nicht geringeren Beiträge des Kernforschungszentrums Karlsruhe (KfK), das einen Teil der F + E-Arbeiten trägt.

(4) Die Promotoren dieses Projektes weisen darauf hin, daß die vergleichsweise hohen spezifischen Investitionskosten für ein Versuchskraftwerk keinen Anlaß geben, an der zukünftigen Wirtschaftlichkeit der betreffenden Reaktorlinie zu zweifeln. So habe der 90 MWe-Shippingport-Reaktor, der die Druckwasserlinie einleitete, über 5000 DM/kWe gekostet. Für ein Prototypkraftwerk wie den SNR 300 wirken sich nämlich drei Faktoren verteuernd aus:

- die niedrige Leistung – bei einer Erhöhung der Leistung auf 1000 MWe könne mit wesentlich geringeren spezifischen Kosten gerechnet werden;

Übersicht 111: Derzeit in der Welt in Betrieb oder in Bau befindliche oder projektierte Versuchsreaktoren und Reaktorprototypen für Schnelle, ausschließlich natriumgekühlte Brüter

	Anlage	Land	Leistung MWe brutto	Betriebsbeginn
Versuchsreaktoren	EBR I/EBR II	USA	0,2/20	1951/1965
	DFR	GB	15	1962
	Rapsodie (Fortissimo)	F	(40 th)	1967
	BR-5/BOR 60	UdSSR	(5 th)/20	1960/1969
	SEFOR	USA/D	(20 th)	1969
	KNK I/KNK II	D	21	1973/1977
	JOYO	Japan	(100 th)	1977
	FFTF	USA	(400 th)	1979
Leistungsreaktoren	BN 350	UdSSR	150[a]	1973
	Phénix	F	250	1974
	PFR	GB	254	1974
	BN 600	UdSSR	600	1980[b]
	SNR 300, Kalkar	D	327	1984
	Super Phénix	F	1240	1983
	Monju	Japan	300	1987

[a] zuzügl. Trinkwassergewinnung durch Meerwasserentsalzung 200 MWe
[b] Betriebsbeginn am 8. April 1980; BN 600 erreichte im Dezember 1980 65% der Nennleistung.

• die Tatsache, daß es sich um eine Einzelanlage handelt, ohne die Vorteile aus Serienfertigungen;
• die fehlende technisch-wirtschaftliche Optimierung der Anlage – der SNR 300 sei bewußt vorsichtig ausgelegt worden.

Man glaubt, daß der Fortfall der zweiten und dritten Restriktion nochmals zu einer Halbierung der spezifischen Investitionskosten führen könnte. Diese Kosten könnten damit bei einer späteren industriellen Fertigung auf ein Niveau gesenkt werden, das Wirtschaftlichkeit verspreche. Wie dem auch sei: die Motivation für den Schnellen Brüter liegt nicht in den niedrigen Stromerzeugungskosten, sondern in den günstigen Parametern des Brennstoffverbrauchs.

(5) Das Projekt SNR 300 gehört in die Reihe der Prototyp-Reaktoren für Schnelle, bisher ausschließlich natriumgekühlte Brutreaktoren mit Leistungen zwischen 200 und 500 MWe, denen Demonstrationskraftwerke mit Leistungen um 1300 MWe oder folgen könnten (vgl. hierzu Übersicht 111).

Um diese noch kostspieligeren Demonstrationsbrüterkraftwerke zu bauen, wurden in der Zwischenzeit auf der Basis einer Kooperation der EVU's von fünf europäischen Ländern (Deutschland, Belgien, Niederlande, Frankreich und Italien) zwei gemeinsame Europäische Unternehmen gegründet, nämlich einmal die *NERSA* (Centrale Nucléaire Européenne à Neutrons Rapides SA Paris) mit dem Ziel, in Creys-Malville den Super Phénix zu errichten (Bauentscheidung am 16. April 1976 durch den französischen Energieplanungsrat unter Vorsitz des Staatspräsidenten V. Giscard d'Estaing); im Bau seit 1977 in Creys-Malville (Dep. Ysère)[55] und sodann die *ESK* (Europäische Schnell-Brüter Kraftwerk GmbH Essen[56] zur Abwicklung des entsprechenden SNR-Nachfolgeprojektes (SNR 2) in Deutschland (Absichtserklärung am 10. Mai 1972 und Unterzeichnung des Abkommens am 28. Dezember 1973). Die Beteiligungen an den beiden Projekten wurden entsprechend Übersicht 112 festgelegt. Nach den Auseinandersetzungen um den

[55] Das französische CEA und das italienische CNEN vereinbarten im Juni 1974, daß das erste kommerzielle Schnellbrüterkraftwerk von Unternehmen beider Länder gemeinsam errichtet werden soll. Mit diesem Ziel wurde in Frankreich das GNR, Groupement Neutrons Rapides (Alsthom und Fives Cail Babcock), und in Italien die NIRA, Nucleare Italiana Reattori Avanzati (AGIP Nucleare, Ansaldo und FIAT), gegründet.

[56] Gegründet am 10. Oktober 1974; Trägergesellschaften: EDF, ENEL und SBK (RWE Essen, Synatom Brüssel und SEP Arnheim).

Übersicht 112: Beteiligungen am Super Phénix und SNR 2

	Super Phénix (Auftrag durch NERSA erfolgte 1977; Inbetriebnahme voraus. 1983)	SNR 2 (Auftrag durch ESK wird kaum vor 1990 erwartet – ursprünglich ein Jahr nach Inbetriebnahme des SNR 300)
EDF (F)	51%	6%
SBK (D, B, NL)	16%	51%
ENEL (I)	33%	33%

[a] Neben der bereits zugesagten Beteiligung am Super Phénix in Höhe von nahezu 900 Mio DM wird die SBK für die im internationalen Rahmen betriebene Brüterentwicklung weitere 400 Mio DM bereitstellen. 70% dieser Beträge werden vom RWE aufgebracht.

SNR 300 in Kalkar ist fraglich, ob die deutschen politischen Instanzen das erforderliche grüne Licht für den Bau des SNR 2 geben werden[57].

Erst später, nämlich durch die am 23. Februar 1976 in Nizza und am 18. Mai 1976 in Bonn getroffenen Vereinbarungen zwischen Deutschland und Frankreich haben sich die zuständigen Minister auf Leitlinien für eine deutsch-französische Brüter-Zusammenarbeit geeinigt, in deren Rahmen weitreichende gemeinsame Entwicklungs- und Industriekooperations-Verträge abgeschlossen wurden, die die Kraftwerks-Hersteller der insgesamt fünf beteiligten europäischen Länder einbeziehen. Durch diese Verträge wurde die Voraussetzung für einen umfassenden Erfahrungsaustausch und für eine arbeitsteilige Weiterentwicklung der Schnellbrütertechnologie geschaffen. Diese deutsch-französischen Verträge beinhalten eine Zusammenarbeit auf vier verschiedenen Ebenen:

- Forschung und Entwicklung.
- Austausch sämtlicher anwendungsorientierten Informationen.
- Kommerzielle Verwertung von Informationen und Kenntnissen durch die gemeinsame Gesellschaft »SERENA«.

[57] Wie bereits Königin Juliane in ihrer Thronrede im September 1975 erklärte, ist es fraglich, ob sich die Niederlande an einer über die Zusammenarbeit bei dem SNR 300 hinausgehenden Schnellbrüter-Entwicklung beteiligen werden.

- Industrielle Kooperation zwischen INB und NOVATOME bis hin zur kommerziellen Erstellung von Natriumgekühlten Schnell-Brutreaktoren.

Die sich anbahnende Kooperation zwischen den deutschen an der Brüterentwicklung beteiligten Kraftwerks-Herstellern und der britischen, mit der Brüterentwicklung befaßten, nunmehr in der NNC aufgegangenen TNPG lassen es möglich erscheinen, daß beim Bau des Demonstrationskraftwerks vom Typ SNR, das, wie bemerkt, eine Leistung von 1300 MWe erreichen wird, eine Kooperation zustande kommt, an der auch britische Unternehmen, voran die NNC/TNPG, teilnehmen.

(6) Abschließend sei nochmals festgestellt, daß die Vollendung des SNR 300 und – mehr noch – die Weiterführung der Brüterlinie in Deutschland fraglich sind, auch schon wegen der versorgungsbedingten Verknüpfung mit dem Projekt einer Wiederaufarbeitungsanlage. Offiziell steht bislang allein fest, daß wenigstens die »Option« auf die Brüterlinie aufrechterhalten werden soll.

Das bis zum Frühjahr 1980 für möglich gehaltene Timing – Bauentscheidung für den SNR 2 ein Jahr nach Inbetriebnahme des SNR 300 – wird sich voraussichtlich nicht mehr einhalten lassen, nachdem die vom Deutschen Bundestag eingesetzte Enquête-Kommission »Zukünftige Kernenergiepolitik« im Juni 1980 mehrheitlich dafür votierte, die Entscheidung über eine »Kommerzialisierung« der Brüterlinie, d.h. über den Beginn des Baues des SNR 2, nicht vor Ende der 80er Jahre zu treffen. Demgegenüber plant die Electricité de France, nach der für 1983 vorgesehenen Inbetriebnahme des Super Phénix noch in 1985 zwei große Schnellbrüter mit einer Leistung von je 1500 MWe und danach bis zum Jahre 2000 alle drei Jahre jeweils zwei weitere solche Blöcke in Auftrag zu geben. Für die Zeit bis zur Jahrhundertwende ergibt dies ein Programm von zehn Blöcken mit insgesamt 15000 MWe. Ob dieses ambitiöse Programm unter dem neuen Präsidenten (voll)realisiert wird, ist fraglich. Jedenfalls braucht über das Mißverhältnis zwischen dem deutschen und dem französischen Programm hier kein Wort verloren zu werden.

3.5.5 Finanzierungsschwierigkeiten für die Weiterführung des Baues des THTR 300 und des SNR 300

Bei den im September 1980 aufgenommenen Beratungen des Bundeshaushaltes 1981 und den späteren Entscheidungen wurde auch der Etat des Bundesministeriums für Forschung und Technologie gekürzt, so daß die Haushaltszuweisungen für dieses Ministerium um rund 700 Mio DM hinter den Ansätzen der früher aufgestellten mittelfristigen Finanzplanung für das gleiche Jahr 1981 zurückbleiben. Das BMFT mußte daher auch prüfen, ob und unter welchen Bedingungen sowohl der THTR in Schmehausen als auch der SNR in Kalkar weitergebaut und vollendet werden können. Anfang 1981 war vorauszusehen, daß bis zur jeweiligen Fertigstellung für den THTR mindestens 3 Mrd DM und für den SNR mindestens 5 Mrd DM insgesamt erforderlich sein werden. Bis dahin waren 1,4 bzw. 2,6 Mrd DM für diese beiden Projekte aufgewandt worden.

Gegenüber der mittelfristigen Finanzplanung ergab sich dadurch eine Deckungslücke von jährlich 350 bis 400 Mio DM, beginnend mit 1981 und unter der Voraussetzung, daß die Kosten über den zu jenem Zeitpunkt veranschlagten Stand hinaus nicht weiter ansteigen werden. Die Überlegungen zur Sicherung der weiteren Finanzierung der beiden Projekte wurden auch durch die auf einer Klausurtagung der Haushaltsexperten der SPD- und der FDP-Fraktion getroffene Feststellung erschwert, eine gleichzeitige Finanzierung beider Reaktorlinien sei nicht möglich.

Bei den daraufhin mit den Herstellerfirmen und den Betreiber-EVU aufgenommenen Verhandlungen mit dem Ziele einer stärkeren Beteiligung der Industrie an diesen beiden Projekten bestand Einigkeit darüber, daß die entstandenen und zu erwartenden Mehrkosten durchweg zurückzuführen sind auf die inzwischen weitgehend formalisierten, wesentlich verschärften und in ihren Ansprüchen gesteigerten Genehmigungsverfahren mit dem Ergebnis von Bauzeitverzögerungen, der Notwendigkeit von Bauplananpassungen und der Folge von Verteuerungen der Anlageteile. Nach dem Verhandlungsstand im Herbst 1981 besteht Hoffnung, daß auf der Grundlage einer Straffung und Streckung der Programme eine Einigung zustandekommt, die bei einem höheren finanziellen Beitrag der Betreiber-EVU und der Industrie und aufgestockten Zuweisungen aus öffentlichen Mitteln, gestattet, beide Prototypanlagen zu

Ende zu bauen. Voraussetzung für eine solche Einigung wäre aber, daß sich die öffentliche Hand bereit erklärt, dann finanziell einzustehen, wenn die Inbetriebnahme eines fertiggestellten SNR dadurch verhindert wird, daß der Deutsche Bundestag von dem sich ausdrücklich vorbehaltenen Recht Gebrauch macht, die Betriebsgenehmigung trotz Erfüllung aller Genehmigungsbedingungen – aus politischen Gründen – zu versagen.

Daß der SNR 300 vollendet wird, ist für die Bundesrepublik nicht zuletzt deshalb essentiell, weil andernfalls die deutsche Industrie dieses Gebiet aufgeben müßte und dann auch nicht mehr in der Lage wäre, etwaige Lizenzen aus anderen Ländern zu nutzen. Zudem sichert nur die Erfüllung der internationalen Vereinbarungen über den Bau des SNR 300 die ausländische Beteiligung am deutschen SNR 2 im Gegenzug zu der bereits vorgeleisteten deutschen Beteiligung am französischen Super-Phènix.

3.5.6 Der Gasbrüter

Das Interesse an der Entwicklung eines heliumgekühlten Schnellen Brutreaktors hat als Alternative zur natriumgekühlten Variante in den letzten Jahren zugenommen. Alle interessierten Kreise sind aber auch der Auffassung, daß die bis zur technischen Reife noch zu bewältigenden Forschungs- und Entwicklungsprobleme, insbesondere hinsichtlich der Brennelemente und der Sicherheit, nur in internationalem Rahmen gelöst werden können. Den Rahmen hierfür liefert die Kernenergie-Agentur (NEA) bei der OECD in Paris. Ein Referenzentwurf für ein 1000 MWe-Gasbrüter-Kernkraftwerk ist in Vorbereitung.

Unabhängig davon bahnt sich auf industrieller Ebene eine Zusammenarbeit bei der Entwicklung von Gasbrütern an. An der 1969 gegründeten und in Brüssel etablierten Gasbrüter-Assoziation waren ursprünglich vierzehn europäische Organisationen oder Unternehmen beteiligt. Nachdem GHH, BBC, HRB, Austriatom u.a. inzwischen ausgeschieden sind, gehören dieser Assoziation derzeit noch an: ASEA-Atom (Schweden), Belgonucléaire und Centre d'Etudes de l'Energie Nucléaire (Belgien), Sulzer und Eidgenössisches Institut für Reaktorforschung, Technicatome für CEA und EDF (Frankreich), Neratoom, NIRA (Italien) und NNC/NPC (Großbritannien). Diese Assoziation will aufgrund abgestimmter Forschungen und Ent-

wicklungen in der Lage sein, mit dem Bau einer Demonstrationsanlage in den 80er Jahren zu beginnen. Ob dies möglich sein wird, ist derzeit fraglich. Wie alle internationalen Projekte für fortgeschrittene Reaktoren ist auch dieses Projekt in Schwierigkeiten geraten.

3.5.7 Der zukünftige Beitrag der Brüter-Kraftwerke zur Elektrizitätserzeugung

Anders als in Frankreich, wird in der Bundesrepublik Deutschland die Brüterentwicklung bislang nur unter der Zielsetzung durchgeführt, eine Option auf diese Technologie zu erhalten; eine Grundsatzentscheidung für oder gegen den zukünftigen Einsatz des Schnellen Brüters wird als verfrüht angesehen[58]. Ob und wann diese Option ausgeübt wird, dürfte in erster Linie abhängen vom technischen Erfolg der Brüterentwicklung einschließlich der Erfüllung aller sicherheitstechnischen Anforderungen, von der Wirtschaftlichkeit, von der weiteren Gestaltung der nationalen und internationalen Kernenergiepolitik und von der Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmendaten (Höhe und Struktur des Energiebedarfs, Versorgungslage mit Energieträgern, vor allem Uran). Der in Zukunft ggf. vom Schnellen Brüter geforderte Versorgungsbeitrag läßt sich deshalb heute noch nicht angeben. Dagegen läßt sich abschätzen, was diese Technologie zu leisten vermag.

Zunächst sei daran erinnert, daß der Schnelle Brüter

- in erster Linie ein Selbstversorger mit Spaltstoff ist, also keine Natururanimporte benötigt;
- in zweiter Linie ein Spaltstofflieferant für andere Reaktoren ist, nämlich aus dem Brutüberschuß;
- einen Anfangsbestand an Spaltstoff als dauerndes Inventar an Plutonium benötigt, das zuvor in Leichtwasserreaktoren oder Schnellen Brütern erzeugt worden sein muß (sofern man nicht mittelhoch angereichertes Uran einsetzen will).

Daraus ergibt sich, daß am Anfang der industriellen Nutzung die Anzahl der möglichen Schnellen Brüter von der angesammelten wiederaufgearbeiteten Plutoniummenge aus Leichtwasserreaktoren und dem spezifischen Plutonium-Inventarbedarf je Brüteranlage abhängt. Als Faustwert gilt heute, daß ein

[58] Bericht des Bundesministers für Forschung und Technologie über die Entwicklung des Natriumgekühlten Schnellbrutreaktors, 1. Sept. 1977.

Leichtwasserreaktor in 30 Betriebsjahren genug Plutonium erzeugt, um einen leistungsgleichen Brüter zu starten. Bei *stagnierender* Kernkraftwerkskapazität wäre es also innerhalb von 30 Jahren möglich, alle Leichtwasserreaktoren durch Schnelle Brüter abzulösen und damit von Uranimporten unabhängig zu werden (abgereichertes Uran als Brutstoff steht aus der Versorgung der Leichtwasserreaktoren ausreichend zur Verfügung). Dabei ist die Höhe der Brutrate unerheblich, solange sie nur genügend über eins ist, um die unvermeidlichen Plutoniumverluste bei der Wiederaufarbeitung (infolge unvollständiger Abtrennung von den radioaktiven Abfällen) auszugleichen. Die Brutrate würde dagegen eine zentrale Bedeutung erhalten, wenn gefordert würde,

- Leichtwasserreaktoren beschleunigt durch Schnelle Brüter zu ersetzen oder
- über den Ersatz von Leichtwasserreaktoren hinaus auch Erweiterungen der Kernkraftwerkskapazität durch Schnelle Brüter abzudecken oder
- einen nennenswerten Anteil an Leichtwasserreaktoren beizubehalten, aber nicht mit angereichertem Uran, sondern mit Plutonium aus dem Brutüberschuß der Schnellen Brüter zu versorgen.

Welche Anforderungen an den Schnellen Brüter gestellt werden, hängt ab von der weiteren Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft und den Möglichkeiten ihrer Versorgung mit Primärenergie. Es ist aber heute nicht mehr strittig, daß in den nächsten Jahrzehnten der Leichtwasserreaktor seine zentrale Bedeutung behalten wird und daß es auch langfristig weniger um seine Ablösung durch den Schnellen Brüter gehen wird als vielmehr um eine Symbiose dieser erprobten Linie mit der Hochtemperatur-Linie und der Linie der Schnellen Brüter. Da zudem der Auf- und Ausbau des Brüter-Parks von den laufend durch Wiederaufarbeitung anfallenden Plutoniummengen abhängt, folgt, daß längere Verdoppelungszeiten der Brüterentwicklung enge Grenzen setzen werden. Keineswegs werden bis zur Jahrhundertwende Brüter-Kraftwerke in dem Rhythmus zugebaut werden können, wie der von Kernkraftwerken bereitzustellende Strombedarf steigen wird. Man wird daher vorerst noch auf thermische Konverter-Kraftwerke angewiesen sein.

3.5.8 Probleme internationaler Kooperationen bei der Entwicklung von Reaktorlinien

(1) Forschung und Entwicklung beanspruchen zunehmend *öffentliche Mittel.* Einschließlich der allgemeinen Forschungsförderung im Hochschulbereich und außerhalb der Hochschulen wandten die Mitgliedstaaten der Europäischen Gemeinschaft 1977 35,7 Mrd DM für Forschungszwecke auf. Dieser Betrag teilte sich auf die Mitgliedstaaten und Forschungsbereiche wie folgt auf:

Deutschland (BR)	35,8%	Verteidigung	23,0%
Frankreich	25,8%	Umwelt	5,4%
Großbritannien	20,7%	Gesundheitsschutz	4,9%
Niederlande	6,7%	Landwirtschaft	3,8%
Italien	5,1%	Industrielle Produktivität	7,8%
Belgien	3,8%	Weltraum	4,3%
Dänemark	1,8%	Staat und Gesellschaft	3,2%
Irland	0,3%	Energie	10,3%
		Allgem. Forschungsförderung	37,3%
	100 %		100 %

Zwischen 1970 und 1976 lag die reale jährliche Zuwachsrate bei 3,2%. Seitdem stagnieren die Aufwendungen. Im Rahmen der Gesamtbeträge ist der Aufwand der allgemeinen Forschungsförderung gestiegen, der der Verteidigungsforschung dagegen zurückgegangen.

Im gleichen Jahre 1977 – genau: zwischen dem 1. Oktober 1976 und dem 30. September 1977 – verwendeten die Vereinigten Staaten öffentliche Mittel in einer Höhe von insgesamt 40,8 Mrd US-$ für die Forschung und die Entwicklung, davon 5,3 Mrd Dollar für Grundlagenforschung, 8,6 Mrd Dollar für angewandte Forschung und 27 Mrd Dollar für »Entwicklung«, von dem letzteren Betrag einen nicht unwesentlichen Teil für die Entwicklung von militärischem Gerät. Wird der durchschnittliche Umrechnungskurs für 1977 zugrundegelegt (2,32 DM = 1 US-$), so ergibt sich als Relation EG : USA 100 : 265 insgesamt oder 100 : 319 je Kopf der Bevölkerung. Klammert man auf beiden Seiten die Aufwendungen im Verteidigungsbereich aus, so verbessert sich die Relation auf 100 : 234 insgesamt, bzw. 100 : 282 je Kopf der Bevölkerung; sie bleibt im ganzen somit recht ungünstig für Europa.

Entgegen weit verbreiteter Auffassung kommt nur ein geringer Teil der öffentlichen Forschungsmittel der Kernenergie zugute. So erreichten 1977 die in der Bundesrepublik für nukleare Energietechnik unter Einschluß der kontrollierten Kernfusion sowie für Sicherheits- und Strahlenschutz-Forschung von Bund und Ländern in und außerhalb der Kernforschungszentren aufgewandten (Soll-)Mittel in Höhe von 1,4 Mrd DM nur 11,1% der nach obiger Zusammenstellung auf die Bundesrepublik 1977 entfallenden Aufwendungen für die Forschung und Entwicklung insgesamt (12,8 Mrd DM). Auch in den anderen europäischen Ländern lagen die Anteilsätze in der gleichen Größenordnung. In den USA erreichte dieser Anteil 1977 nur 3,0% (1,24 von 40,8 Mrd US-$).

Im Rahmen der Europäischen Gemeinschaft entfiel auf *bi- und multinational finanzierte Programme* auch in der günstigsten Zeit, nämlich Anfang der 70er Jahre nur der bescheidene Anteil von rund 11% der Gesamtaufwendungen, je ein Drittel dieser Programme betrifft die Kernforschung und Kerntechnik, die Luftfahrt und die Raumfahrt. Dies zeigt, daß die Möglichkeiten internationaler Kooperationen bei der Forschung und der Technologie keineswegs ausgeschöpft wurden und werden. In besonderem Maße gilt dies für die Kernforschung und Kerntechnik, die gekennzeichnet sind durch außerordentlich aufwendige und risikoreiche, häufig die Leistungsfähigkeit eines Landes übersteigende Projekte. So erfordert der neue 300-GeV-Beschleuniger der Europäischen Organisation für Kernforschung – CERN – in Genf über 1 Mrd DM. Die Kosten für den THTR 300 und SNR 300 werden nunmehr auf 3 bzw. 5 Mrd DM veranschlagt.

(2) Als klassisches *Konzept* für internationale Kooperationen bei der Forschung und Technologie gilt die Integration einer Sparte durch Übertragung der hoheitlichen Zuständigkeiten auf eine Zentralinstanz, Aufstellung gemeinschaftlicher Programme und Einrichtung eines gemeinsamen Haushalts, zu dem die Mitgliedstaaten nach einem festen Aufbringungsschlüssel beisteuern. Dies ist das Konzept für Forschung und Entwicklung nach dem EURATOM-Vertrag wie auch in anderen internationalen Organisationen: CERN, EUROCHEMIC, ELDO und ESRO. Die beiden letztgenannten sind nunmehr in der European Space Agency (ESA)[59] zusammengeschlossen.

[59] Von den vier finanziell aufwendigsten transnationalen Kooperationen der Nuklearforschung und -technologie, an denen wenigstens zwei Staaten beteiligt

Alle nach diesem Konzept institutionalisierten Formen internationaler Zusammenarbeit sind nach kürzerem oder längerem Anlauf aus einer oder mehrerer der folgenden Ursachen in eine *Krise* geraten:

(a) Man war sich von Anfang an häufig nicht über die *Zielsetzung* völlig einig. So war im Falle EURATOM Frankreich aus politischen Gründen nicht bereit, die Graphit-Gas-Linie aufzugeben, obwohl auch dieses Land sehr bald die Leichtwasser-Linie als wirtschaftlich überlegen anerkennen mußte und diese Linie später auch (1970) akzeptierte, eine Kooperation mit der deutschen Industrie dann aber ablehnte.

(b) Man war zumeist nicht bereit, *gemeinsame Programme* auch unter Zurücksetzung nationaler Programme zu fördern. So wurde der Europäischen Atomgemeinschaft die Entwicklung des ORGEL-Reaktors vor allem deshalb zugewiesen (hierzu waren einstimmige Beschlüsse des Ministerrats erforderlich), weil kein nationales Programm an dieser Entwicklung Interesse zeigte. Die Mitgliedstaaten waren aber nicht bereit, ihre eigenen Schwerwasser-Entwicklungen – MZFR und KKN, EL 4 und CIRENE – einzuschränken oder wenigstens das ORGEL-Projekt als gleichrangig anzuerkennen. (Es ist eine bittere Ironie des Schicksals, daß inzwischen auch alle nationalen Schwerwaser-Projekte notleidend wurden und größtenteils eingestellt sind; ein Beispiel ist der per 31. Juli 1974 getroffene Beschluß der Stillegung des bereits kritisch gewordenen 100 MWe-Schwerwasser-Kernkraftwerks Niederaichbach an der Isar. Andererseits entschied die britische Regierung Anfang Juli 1974, die nukleare Elektrizitätserzeugung gerade auf der Grundlage von Schwerwasser-Reaktoren auszubauen. Daß diese Absicht dann wieder aufgegeben wurde, hat sicherlich auch am Fehlen möglicher Kooperationspartner in den anderen Mitgliedstaaten gelegen.)

EUROCHEMIC geriet in Schwierigkeiten, nachdem die Mitgliedstaaten ihren eigenen industriellen Vorhaben für Wiederaufarbeitungsanlagen den Vorrang gaben. Unterdessen hatten die British Nuclear Fuels Ltd., das Commissariat à l'Energie

sind – die thermonukleare Fusion, die deutsch-belgisch-niederländische Zusammenarbeit bei der Entwicklung des Natriumbrüters (SNR 300 in Kalkar/Niederrhein), das französisch-italienisch-belgisch-spanische Gasdiffusions-Unternehmen EURODIF und das britisch-deutsch-niederländische Ultrazentrifugen-Unternehmen URENCO – ist allein die erstgenannte Kooperation EURATOM – typisch.

Atomique und die Kernbrennstoff-Wiederaufbereitungs-GmbH gemeinsam die United Reprocessors GmbH gegründet, sehr zum Mißfallen der nicht beteiligten Mitgliedstaaten. Auch diese Zusammenarbeit trug bislang keine Früchte, denn wegen der außerordentlichen finanziellen Erfordernisse und des ungewöhnlich großen politischen und wirtschaftlichen Risikos ist diese Aufgabe in Deutschland inzwischen von der chemischen Industrie auf die Elektrizitätswirtschaft übergegangen und soll oder sollte im nationalen Rahmen verwirklicht werden. Es kann gar nicht abgeschätzt werden, wie glücklich die für die Kernenergieentwicklung und den Brennstoffkreislauf in der Bundesrepublik politisch Verantwortlichen heute wären, wenn die Wiederaufarbeitung weiterhin als gemeinsame europäische Aufgabe mit dem Zentrum in Mol in Belgien betrieben werden könnte. Dieser Weg ist nun aber verbaut. Difficile est satiram non scribere!

(c) *Finanzielle Schwierigkeiten* in einzelnen Mitgliedstaaten ließen häufig nicht zu, gemeinsame Projekte zu Ende zu führen. Da bei festen Aufbringungsschlüsseln der zahlungsunfähigste oder -unwilligste Partner die Höhe der Gesamtzuweisung bestimmt, zehren sich die Projekte häufig aus, vor allem durch Streichung der Mittel für Sachausgaben und Nichtbewilligung der Mittel für den Bau von Versuchsanlagen, Prototypen oder Demonstrationsprojekten.

Diese Schwierigkeiten offenbarten sich zumeist dann, wenn der Eintritt in eine Folgephase der Entwicklung ansteht, insbesondere der Bau einer Versuchsanlage nach Abschluß der grundlegenden Forschungs- und Entwicklungsarbeiten. In solchen Fällen wurden häufig »Spezialprogramme« beschlossen, an denen nur einige Partner finanziell beteiligt sind. Regelmäßig zeigte sich aber, daß wegen der Zentrifugalkräfte das Interesse an gemeinsamen Aktionen bald abnimmt, so daß die Zusammenarbeit ein Ende findet.

(d) Die Partner an Kooperationen erwarten häufig, daß die Beträge, die sie für eine Kooperation aufwenden, in einem angemessenen Verhältnis zu den Vorteilen stehen, die daraus zurückfließen.

Bei der Ungleichheit der Ausgangslage ist ein solcher *»just return«*, den z.B. Italien auf dem Gebiet der Brüterentwicklung stets gefordert hat, zumeist nur unter Aufgabe des Prinzips möglich, bei der Forschung und Entwicklung von dem bereits erreichten höchsten technologischen Kenntnisstand aus zu star-

ten. Ein Ausgleich in einem ausgeweiteten, über das einzelne Projekt hinausgehenden Rahmen wurde bisher nur zögernd und begrenzt akzeptiert.

Die durch leidvolle Erfahrungen mehrfach bestätigte Folge ist, daß so aufwendige und risikoreiche Programme wie das der Entwicklung eines Schnellen Brutreaktors in Deutschland (zusammen mit den Benelux-Ländern) in Großbritannien und in Frankreich getrennt vorangetrieben werden und dadurch nicht nur wesentlich teurer, sondern in ihrer Durchführung auch deutlich erschwert werden, weil es nicht mehr möglich ist, auftretenden Schwierigkeiten durch zwischenstaatliche Verlagerung der Aktivitäten und Gewichte auszuweichen.

Die Folge ist auch, daß für ein so aussichtsreiches Programm wie die Entwicklung eines gasgekühlten Hochtemperatur-Reaktors keine Zusammenarbeit im Rahmen der Europäischen Atomgemeinschaft zustande kam.

(e) Erst in der jüngsten Vergangenheit ist ein neuer, heute wesentlich bestimmender Grund für ein Scheitern nuklearer Zusammenarbeit hinzugetreten, nämlich das unterschiedliche Maß der Akzeptanz der Kernenergie (vgl. Kapitel 5 dieses Buches). Die dadurch entstandenen Diskrepanzen nehmen der auf einem Gleichgewicht von Leistung und Gegenleistung beruhenden internationalen Kooperation gelegentlich jeden Sinn. So begann die Brüter-Zusammenarbeit zwischen Deutschland und den Benelux-Ländern einerseits und Frankreich andererseits bei etwa gleichem Entwicklungsstand, zu gleichen Startbedingungen und mit kaum verschiedenen Entwicklungschancen. Inzwischen liegt zwischen dem Baubeginn des Super Phénix (1977) und dem Baubeginn seines Homologen, des SNR 2 (kaum vor 1990) eine Zeitdifferenz von wenigstens 13 Jahren.

Die Akzeptanzschwierigkeiten haben in einigen Fällen aber auch Impulse für eine Zusammenarbeit – richtiger gesagt zu einer Verlagerung nuklearer Aktivitäten ins Ausland – geliefert. Politisch, aber auch wirtschaftlich und finanziell wichtigstes Beispiel ist die Lohnaufarbeitung der in deutschen Leichtwasserkraftwerken abgebrannten Brennelemente in der französischen Anlage in Cap La Hague.

(f) Die von Land zu Land verschiedenen *Entscheidungsstrukturen* führen häufig zu einem Scheitern oder einer nachhaltigen Erschwerung von Kooperationen. Diese letzte Feststellung muß näher erläutert werden:

Grundsätzlich wird die Kernenergieentwicklung von *drei Partnern* getragen:

- dem Staat als Entscheidungsinstanz, Geldgeber und Betreiber von Forschungseinrichtungen;
- den im Reaktorbau und Brennstoffkreislauf engagierten Unternehmen als Auftragnehmern;
- den Elektrizitätserzeugern als Auftraggebern und späteren Betreibern von Kernkraftwerken und – zusammen mit anderen – auch von Anlagen der Brennstoffzyklus-Industrie.

In Deutschland ist – oder war während langer Zeit jedenfalls – die Kraftwerks-Industrie hauptverantwortlich für die Orientierung der Reaktorentwicklung, insbesondere für die Wahl der Reaktorlinien. In Großbritannien, Frankreich und Italien steht diese Wahl den staatlichen Instanzen zu, die auf Empfehlung, gelegentlich auch gegen den Willen der Atomenergiebehörden (UKAEA, CEA, CNEN) und des staatlichen Elektrizitätserzeugers (CEGB, EDF, ENEL) handeln. Das hatte und hat zur Folge, daß die demgemäß auf die politische Ebene gehobene Entscheidung zur Umstellung auf neue Reaktorlinien in Frankreich mit vieljähriger Verzögerung und in Großbritannien immer noch nicht getroffen wurde. Erhebliche Ausfälle und Mehraufwendungen waren die Folge.

In Italien sind nicht zuletzt wegen der Nationalisierung der Elektrizitätswirtschaft zwischen 1959 (Trino Vercellese) und 1969 (Mezzanone di Caorso) Leistungs-Reaktoren nicht in Auftrag gegeben worden mit allen nachteiligen Folgen für die Reaktorbau-Industrie.

(3) Im Lichte dieser Feststellungen kann es keinem Zweifel unterliegen, daß die privatwirtschaftlich organisierte und marktwirtschaftlich orientierte deutsche Kernenergiewirtschaft – Unternehmen der Reaktorbau- und Brennstoffkreislauf-Industrie und Elektrizitätserzeuger – die Entwicklungsprobleme weit effizienter hat meistern können, als das in den großen westeuropäischen Nachbarländern der Fall war. Nicht zuletzt deshalb stand die deutsche Industrie noch bis vor einigen Jahren mit ihren Leistungen und Erfolgen an zweiter Stelle in der westlichen Welt – nach der amerikanischen, die nach den gleichen Grundsätzen ausgerichtet ist. Daß die deutsche Industrie inzwischen in ihrem Rang zurückgefallen ist, war sicherlich nicht ihre Schuld.

In erster Linie verantwortlich für diese zunehmend schwierigere Politik zeichnen die beachtlich zahlreichen, im Amte ein-

Abb. 55: H. Mandel
(1917–1979)

ander ablösenden Bundesminister für Forschung F. J. Strauss, S. Balke, H. Lenz†, G. Stoltenberg, H. Leussink, K. von Dohnanyi, H. Ehmke, H. Matthöfer, V. Hauff, A. von Bülow wie auch der seit langem amtierende beamtete Staatssekretär dieses Hauses, H. H. Haunschild, ferner auf Landesebene vor allem Minister O. Schedl (Bayern) und Staatssekretär L. Brandt† (NRW); aus der Industrie K. Winnacker (Hoechst), H. Goeschel und W. Finkelnburg† (Siemens), H. C. Boden† und A. Schuller (AEG), K. Barthelt und H. H. Frewer (KWU), H. Göhringer und W. Mattick (BBC), C. Berke (Interatom) und H. Schimmelbusch (NUKEM), von den Kernforschungszentren W. Häfele (Karlsruhe, nun Jülich), R. Harde (Karlsruhe) und A. Boettcher, R. Schulten und K. H. Beckurts (Jülich) und schließlich aus der Elektrizitätswirtschaft W. Schoeller†, H. Mandel†, W. Rinke und F. J. Spalthoff (RWE), E. Keltsch und U. Segatz (NWK/PREAG), K. Knizia (VEW), H. W. Oberlack und H. Krämer (HEW) und G. Scheuten und G. Salander (DWK). Diese Aufzählung erhebt selbstverständlich keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Die für die Bundesrepublik kennzeichnende primäre Verantwortung der Industrie hat aber auch ein für unsere großen

Nachbarländer typisches Problem nicht gestellt, nämlich das Problem der Übernahme einer primär von einem Forschungszentrum getragenen Reaktorentwicklung durch die Industrie. Wohl auch aus diesem Grunde haben die von staatlichen Stellen ohne zureichendes Engagement der Industrie entwickelten Schwerwasser-Reaktoren SGHWR (Großbritannien), EL 4 (Frankreich), CIRENE (Italien) und ORGEL (EURATOM) sich bisher nicht durchsetzen können. Hätte in allen Ländern von Anfang an die Industrie die Verantwortung ohne staatliche Bevormundung gehabt, so wären sicherlich bessere Voraussetzungen für die notwendige Einigung auf ein Kühlmittel und für eine internationale Kooperation vorhanden gewesen.

(4) Man hat aus diesen Erfahrungen die Lehre gezogen, daß eine internationale Organisation – etwa die Europäische Atomgemeinschaft – mehr oder minder *eigenständig* allenfalls Grundlagenforschungen (z.B. auf dem Gebiet der Festkörperphysik), Forschungen ohne absehbare industrielle Zielsetzung (z.B. auf dem Gebiet der thermonuklearen Fusion) und Forschungen mit der Zielsetzung eines öffentlichen Dienstes (z.B. auf dem Gebiet der Meteorologie) betreiben kann. Für internationale Kooperationen bei Forschungen und Entwicklungen mit absehbarer industrieller Zielsetzung sind bi- oder multilaterale Abmachungen zwischen den Regierungen unter Beteiligung industrieller Unternehmen besser geeignet. Die Zusammenarbeit zwischen Deutschland und den Benelux-Ländern zur Entwicklung Schneller Brüter (s. S. 481ff.) und das trilaterale Zentrifugenabkommen (s. S. 610ff.) zeigen dies ebenso deutlich wie die internationalen Kooperationen zwischen Elektrizitätserzeugern, z.B. beim Bau von Brüter-Prototypen (s. S. 485ff.). In dieser Konzeption ist die Europäische Atomgemeinschaft in ihrer eigenständigen Rolle vor allem berufen, die vielfach notwendigen Anstöße zu geben, etwa durch regelmäßige Konfrontation der Programme und Vorhaben, die im EURATOM-Vertrag vorgesehenen Instrumente einzusetzen, z.B. das Institut eines »Gemeinsamen Unternehmens« und vor allem seine Forschungseinrichtungen und deren Ergebnisse zur Verfügung zu stellen.

Unabhängig von dieser herausgehobenen Rolle liefern die internationalen Organisationen bisher schon – und in Zukunft sicherlich vermehrt – den *Rahmen* für die Koordination der Anstrengungen auf dem Gebiete der Forschung und Entwicklung. Beispielhaft hierfür ist die flexible Formel für »Research, Development and Demonstration« (RD & D) der Internationa-

len Energieagentur (IEA), die durch drei Merkmale gekennzeichnet ist:
- »à la carte«-Teilnahme;
- eine »Lead Country« mit oder ohne Operation Agent;
- Finanzierung der Beiträge der jeweiligen Teilnehmerstaaten aus nationalen Mitteln.

Nach diesem Modell wurden gemäß dem IEA-Report für 1979 allein 47 Projekte betrieben.

3.5.9 Reaktorförderung im internationalen Wettbewerb

Wir haben gesehen, daß die Kernenergie in allen größeren Industrieländern zunächst zunehmend intensiv, nunmehr aber in den Zuwachsraten abnehmend stark entwickelt wird (wobei vor allem Frankreich eine bemerkenswerte Ausnahme macht). Die Reaktorförderung geschieht unter den Zielsetzungen einer möglichst preiswerten, einer möglichst ausreichenden und sicheren und einer möglichst umweltfreundlichen Energieversorgung, wobei die einzelnen Zielsetzungen von Land zu Land verschiedenes Gewicht haben. Das galt in der Vergangenheit für die Reaktoren inzwischen erprobter Bauart, insbesondere die Leichtwasser-Reaktoren, das gilt für die Gegenwart und Zukunft für die Reaktoren fortgeschrittener Bauart.

Für Länder mit liberaler Wirtschaftsverfassung, wo der Staat sich grundsätzlich darauf beschränkt, die Rahmenbedingungen für die Wirtschaftsentwicklung zu setzen, ist aber zu fragen, warum der Staat nicht auch die Kernenergieentwicklung der Industrie überlassen hat und überläßt, sondern durch Einsatz nicht unerheblicher öffentlicher Mittel selbst aktiv eingreift. Vor allem vier Rechtfertigungen für die Förderung durch den Staat können vorgebracht werden:
- Die Entwicklung der Kernenergie bringt volkswirtschaftliche Vorteile, die über die den Beteiligten unmittelbar zuwachsenden betriebswirtschaftlichen Vorteile hinausgehen. Die günstigen Auswirkungen auf die Sicherheit der Energieversorgung und die Verringerung der Umweltbelastung sind für die Volkswirtschaft von erheblicher Bedeutung, führen aber nicht zu entsprechenden betriebswirtschaftlichen Erträgen.
- Wichtige Projekte der Kernenergieentwicklung übersteigen die finanzielle Leistungsfähigkeit privatwirtschaftlicher Unternehmen. So kostet in der Bundesrepublik die Entwicklung von Hochtemperatur-Reaktoren einschließlich Prozeßwärmeaggre-

gaten mindestens 4 Mrd DM und die Entwicklung von Schnellen Brutreaktoren bis zur 1000 MWe-Prototypphase einschließlich noch wesentlich mehr. Zuschüsse aus öffentlichen Mitteln sind daher unerläßlich. Auch die zur »Gulf« gehörende General Atomic in San Diego mußte erkennen und erklären, daß die Entwicklung einer neuen Reaktorlinie die Leistungsfähigkeit selbst eines so finanzstarken industriellen Unternehmens übersteigt.

- Auf dem Energiemarkt ist der Wettbewerb in vielfacher Hinsicht beschränkt oder verfälscht. Die Kernenergie wird gefördert, um diese Verzerrungen der Wettbewerbsbedingungen wenigstens zu einem Teil auszugleichen. Soweit die Kernenergie mit der staatlich subventionierten und geschützten heimischen Steinkohle in Wettbewerb steht, trifft dieses Argument offenbar zu. Das gilt aber nicht für den Wettbewerb der Kernenergie mit dem Heizöl und der Einfuhrkohle, denn diese Konkurrenzenergien werden durch staatliche Maßnahmen verteuert (Heizölsteuer) oder verknappt (Zollkontingente).
- Da die Entwicklung der Kernenergie in allen großen Industrieländern mit öffentlichen Mitteln gefördert wird, riskiert ein Land, das aus diesem System ausschert, unabsehbare Nachteile für seine industrielle und technologische Entwicklung mit nachhaltigen Folgen für seine fernere wirtschaftliche Entwicklung. Dabei ist heute gleichgültig, *warum* andere Industrieländer früher einmal begonnen haben, die Kernenergie für friedliche Zwecke zu entwickeln, so insbesondere, daß die Vereinigten Staaten bestrebt waren, die Ergebnisse der aufwendigen militärischen Kernenergieentwicklung für friedliche Zwecke zu valorisieren und damit den Anstoß zu den in ihren Orientierungen und den Förderungssystemen so verschiedenen zivilen Kernenergieprogrammen Großbritanniens, Frankreichs, der Sowjetunion und der Bundesrepublik gaben.

In allen Ländern, in welchen die Industrie selbstverantwortlich an der Kernenergieentwicklung teilnimmt, steht der Staat, der diese Entwicklung mit seinen Mitteln fördert, vor einem spezifischen Dilemma: das Gebot der Effizienz gebietet, diese Förderung auf wenige Projekte großer und leistungsfähiger Unternehmen zu beschränken. Eine Diversifizierung verbietet sich zumeist schon aus organisatorischen und technischen Gründen. Die in den Genuß der Förderung gelangenden Unternehmen erhalten damit nicht nur eine günstige Startposition, sie erlangen auch durch das know how, das ihnen diese Entwicklung

einbringt, Vorteile gegenüber ihrer Konkurrenz und, was entscheidend ist, schließlich eine mehr oder minder marktbeherrschende Anbieterstellung für die von ihnen entwickelte Technologie. Das zeigt sich besonders deutlich dann, wenn im Rahmen eines längeren Forschungs- und Entwicklungsprogramms die Errichtung eines Prototyps ansteht. Dem kann aber entgegengehalten werden, daß ausnahmslos alle in die Reaktorentwicklung und den Brennstoffkreislauf eingestiegenen Unternehmen während der Startphase zum Teil existenzbedrohende Verluste haben hinnehmen müssen.

3.6 Andere Anwendungen der Kernenergie

3.6.1 Allgemeines

Der Verfasser stellte in seinem 1966 erschienenen Buch ›Atomenergie heute‹ fest[60]: »Unter den voraussichtlichen Anwendungen der Kernenergie auf kurze oder mittlere Sicht ist allein die Erzeugung von *Elektrizität* in großen Kraftwerken von zur Zeit überschaubarer gesamtwirtschaftlicher Bedeutung. Gewiß sind auch andere Anwendungen der Kernenergie von Gewicht, wie die Erzeugung und Verwendung von *Radioisotopen,* die schon heute einen weiten Raum einnimmt und der Wissenschaft und der Technik, vor allem auf dem Gebiet der Medizin und der Landwirtschaft, neue Wege weist. Der nukleare *Schiffsantrieb* ist in seiner ersten vielversprechenden Entwicklungsphase. Die ›Otto Hahn‹, das erste kernenergiegetriebene Schiff der Europäischen Gemeinschaft, ist im Juli 1964 in Kiel vom Stapel gelaufen. Die Erzeugung von *Wärme* und die *Meerwasserentsalzung* begegnen zunehmendem Interesse. Die Meerwasserentsalzung mittels nuklearer Anlagen wird möglicherweise einmal ähnliche Bedeutung erlangen wie die Stromerzeugung. In fernerer Zukunft liegt die *Direktanwendung* der Kernenergie bei chemischen und metallurgischen Verfahren. Schließlich ist auf die Verwendung der Kernenergie für den Antrieb von *Weltraumraketen* hinzuweisen.«

Auch heute noch – fünfzehn Jahre später – ist die Elektrizitätserzeugung die einzige friedliche Kernenergieverwendung von überschaubarer gesamtwirtschaftlicher Bedeutung. Die

[60] Band XII der Schriftenreihe des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln, München 1966, S. 11.

Aussichten für die »anderen Anwendungen« sind heute im Vergleich zu damals eher ungünstiger als günstiger. Manchenorts gehegte Hoffnungen, auch in anderen Anwendungsbereichen, etwa für den Schiffsantrieb oder für die Meerwasserentsalzung, würde sich die Kernenergie ähnlich durchsetzen, wie dies für die Elektrizitätserzeugung in den 60er und 70er Jahren der Fall war, haben sich nicht erfüllt. Dabei ist zu bedenken, daß gegenwärtig weniger als 30% des Primärenergieaufkommens der Elektrizitätserzeugung dient. Die Kernenergieanwendung für andere Zwecke ist daher, vom Bedarf gesehen, überaus vielversprechend.

Dieses Buch befaßt sich vornehmlich mit Anwendungen der Kernspaltungsenergie, die von energiewirtschaftlichem Interesse sind, also große Mengen an Energie benötigen. In dieser gewollten Begrenzung scheidet die nukleare Grundlagenforschung (Hoch- und Niederenergiephysik, Schwerionenforschung, nukleare Festkörperforschung, Kern-, Radio- und Strahlenchemie, nukleare Biologie, Medizin und Agrarwissenschaft usw.) ebenso aus wie die Isotopen- und Strahlentechnik und die nukleare Meßtechnik. Was bleibt, sind vier für die Zukunft möglicherweise bedeutsame Anwendungen der Kernenergie für andere Zwecke als die Elektrizitätserzeugung (einschließlich Fernwärme niedriger Temperatur):

- die friedliche Nutzung von Kernexplosionen;
- der nukleare Schiffsantrieb;
- die Meer- und Brackwasserentsalzung mit Hilfe von Kernenergie;
- die Verwendung nuklearer Wärme für chemische und metallurgische Zwecke.

3.6.2 Die friedliche Nutzung von Kernexplosionen

Die Nutzung von Kernexplosionen für friedliche Zwecke – PNE (Peaceful Nuclear Explosions) – ist einschneidenden Beschränkungen unterworfen, die einen nach wirtschaftlichen Kriterien ausgerichteten Einsatz dieses Instruments weitgehend ausschließen. Genannt werden müssen:

(1) das am 5. April 1963 in Moskau unterzeichnete und am 10. Oktober 1963 in Kraft getretene *Abkommen über die Einstellung der Kernwaffenversuche*, das Kernexplosionen in der Atmosphäre, unter Wasser und im Weltraum verbietet und nur

noch unter der Erdoberfläche zuläßt[61]; Frankreich und die Volksrepublik China sind diesem Abkommen – bisher – nicht beigetreten; seit Dezember 1969 verhandeln die Vereinigten Staaten und die Sowjetunion im Rahmen der SALT (Strategic Arms Limitation Talks) über eine Begrenzung der generellen strategischen Rüstung;

(2) der *Atomwaffensperrvertrag* von 1968/69 (s. S. 891), der den diesem Vertrag beigetretenen Nichtkernwaffenstaaten, also auch der Bundesrepublik Deutschland, die Verwendung von Kernsprengkörpern untersagt (Art. II), den Kernwaffenstaaten aber auferlegt, »unter geeigneter internationaler Aufsicht und durch geeignete internationale Verfahren die möglichen Vorteile aus jeglicher friedlichen Anwendung von Kernspaltungen Nichtkernwaffenstaaten ... auf der Grundlage der Gleichberechtigung zugänglich zu machen ...« und dabei niedrigstmögliche Gebühren zu berechnen (Art. V).

Für die Veranstaltung von Kernexplosionen sind die Länder der westlichen Welt daher praktisch und in jeder denkbaren Hinsicht auf die Vereinigten Staaten angewiesen.

Kernexplosionen können für die folgenden *friedlichen Zwecke* Verwendung finden[62, 62a].

[61] Im April 1974 wurde das erwähnte Atomteststopp-Abkommen von 1963 ergänzt durch ein Zusatzabkommen, das unterirdische Nuklear-Explosionen verbietet, soweit es sich um militärische Sprengkörper handelt, deren Sprengkraft 150 Kilotonnen (immerhin das zehnfache der Hiroshima-Bombe) übersteigt. Ein drittes Abkommen vom April 1976, das auch »zivile« unterirdische Kernexplosionen an die 150 Kilotonnen-Höchstgrenze bindet und zudem Vorkehrungen für Inspektionen enthält, wurde zwar unterzeichnet, nicht aber ratifiziert. Die Sowjetunion schlug daraufhin im Herbst 1977 vor, militärische Explosionen schlechthin zu unterbinden, für zivile Explosionen dagegen ein »Moratorium« (nicht aber ein Verbot) zu vereinbaren, eine neue Wendung, nachdem sich die Sowjetunion bis dahin stets gegen eine Einschränkung ziviler Sprengungen gewandt hatte. Ob dieser Vorschlag zu einer zu ratifizierenden Vereinbarung führt, ist schon deshalb offen, weil die Vereinigten Staaten für zivile Sprengungen kaum Bedürfnisse sehen, andererseits aber befürchten, daß ein Moratorium wieder aufgehoben oder nicht beachtet werden kann und dann auch zivile Sprengungen zum Testen militärischer Sprengkörper vorgenommen werden können. Nach Feststellungen des Stockholmer Friedensinstituts SIPRI haben bis Ende 1980 weltweit 1270 atomare Versuchexplosionen stattgefunden, davon 782 seit Unterzeichnung des Atomteststopp-Abkommens. Seit 1975 beschränkt sich auch Frankreich – nicht aber China – auf unterirdische Tests.

[62] Vgl. hierzu Th. Ginsburg, Die friedliche Anwendung von nuklearen Explosionen, Thiemig-Taschenbuch, Bd. 21, München 1965 und V. Schuricht, Kernexplosionen für friedliche Zwecke, Vieweg, Braunschweig, 1978.

[62a] Hier sei auch darauf hingewiesen, daß vorgeschlagen wurde, Kernexplosionen zur Energieerzeugung zu nutzen, etwa dadurch, daß Wasserstoffbomben

Abb. 56: Wirkung unterirdischer Kernexplosionen

• zur Erzeugung von unterirdischen Hohlräumen (Kavernen) oder zur Aufschließung und Zerkleinerung von Gesteinsmassen, um Erdgas, Erdöl oder andere Bodenschätze zu fördern oder zu lagern oder um geothermische Energie zu gewinnen;
• zur Bewegung von großen Erd- und Gesteinsmassen an der Oberfläche, um künstliche Häfen anzulegen, Wasserstraßen zu bauen, Wasserspeicher zu schaffen und Gebirge für den Schienen- oder Straßenbau zu durchstoßen (dazu wäre eine Lockerung des Kernwaffenteststopp-Abkommens erforderlich).

Die Vereinigten Staaten haben im Rahmen ihres seit 1958 laufenden Plowshare- (Pflugschar)-Programms vor allem in ihrem Übungsgelände in Nevada experimentelle unterirdische Kernexplosionen (Rainier, Gnome, Sedan, Dub, Klickitat, Ace, Rulison, Dragon Trail, Ketch, Bronco, Sloop, Gasbuggy, Buggy, Sterling, Miniata, Rio Blanco u. a.) herbeigeführt, um deren Wirkungen zu studieren und um möglichst »saubere« Kernsprengkörper zu entwickeln. Im Vordergrund stand dabei der

mit einer Sprengkraft von jeweils 20 kt alle vier Stunden in einer Kaverne gezündet werden, um Dampf für Turbinen zu erzeugen (HACER-Projekt von W. Seifritz – 1980 – in Weiterentwicklung des PACER-Projekts von R. P. Hammond und M. K. Hubbert – 1975).

Aufschluß von unterirdischen Lagerstätten: Erdöl, Erdgas, Kupfer. Zu den Projekten zählten auch ein neuer Panamakanal, ein Kanal zwischen Ashdod am Mittelmeer und Elat am Golf von Akaba und ein Hafen an der Nordwestküste von Alaska. Über die Wirkung solcher Explosionen unterrichtet Abb. 56.

Auch die Sowjetunion führt experimentelle Sprengungen mit ähnlichen Zielsetzungen durch. So plant sie, durch eine Reihe von Kernexplosionen zu erreichen, daß das Wasser der in die Barents-See mündenden Petschora in die Kolwa, weiter in die Kama und dann in die Wolga fließt und dadurch dem Absinken des Wasserspiegels des Kaspischen Meeres Einhalt geboten wird. Nach Angaben des amerikanischen Geologischen Dienstes wurde im Oktober 1979 eine Kernexplosion unter dem größeren Salym-Ölfeld in Westsibirien ausgelöst, um die Ölförderung aus diesem in ungewöhnlich festen bitumenhaltigen Schieferton eingebetteten Feld voranzutreiben.

Eine Voraussage über die Bedeutung, die Kernexplosionen zumal unter wirtschaftlichen Zielsetzungen haben werden, ist nicht möglich. Nach dem gegenwärtigen Kenntnisstand müßte eine solche Voraussage eher negativ als positiv sein. Dabei ist auch zu bedenken, daß für eine wirtschaftliche Nutzung, insbesondere für die Gewinnung von Erdgas und Mineralien, regelmäßig Kernexplosionen in größerer Anzahl erforderlich sind. In dieser Linie liegt auch eine Meldung vom Anfang des Jahres 1975, die ERDA plane zunächst keine weiteren Versuche im Rahmen des Plowshare-Programms.

3.6.3 Der nukleare Schiffsantrieb

(1) In der ersten Auflage dieses Buches hieß es noch: Die Hoffnungen, die in die Entwicklung kernenergiebetriebener Handelsschiffe gesetzt wurden, sind nicht in der erwarteten kurzen Zeit in Erfüllung gegangen. Heute – 1981, fünf Jahre später – ist die Aussage eindeutiger: für zunächst nicht absehbare Zeit müssen die in den nuklearen Schiffsantrieb für zivile Zwecke gesetzten Hoffnungen begraben werden.

Das 1962 in Dienst gestellte amerikanische NS (Nuclear Ship) »Savannah« (15585 BRT) wurde, weil es zu hohe Zuschüsse erforderte, nach 575000 Seemeilen Fahrt und 15700 Vollastbetriebsstunden 1972 wieder aufgelegt. Die 1963 auf Kiel gelegte, am 14. Juni 1964 in Anwesenheit des damals 85jährigen Namensgebers vom Stapel gelaufene und erstmals am 11. Oktober

1968 mit Reaktorantrieb auf Fahrt gegangene »Otto Hahn« (16870 BRT) (Abb. 57), beendete am 8. Dezember 1978 ihre letzte Ladereise und ließ die Anker fallen. Das im Februar 1979 außer Betrieb genommene Schiff wurde auf Grund eines am 21. Juni 1979 vom Aufsichtsrat der GKSS gefaßten Beschlusses »nuklear entsorgt«: die aktivierten Teile des Reaktors wurden ausgebaut und zur Dekontaminierung nach Geesthacht transportiert. Das Schiff soll später konventionell genutzt werden.

Die »Otto Hahn« hat zwischen 1968 und 1978 an 2727 Betriebstagen, davon 2143 Tagen auf See 131 Reisen (58 Forschungs- und 73 Ladefahrten) ohne ernsthafte Schwierigkeiten unternommen, dabei 642000 sm zurückgelegt und neben vielseitigen Forschungen 776000 t Ladung (Erz, Kohle, Phosphate und Getreide) transportiert, wobei der Reaktor 65000 h in Betrieb war und (bei 38 MWth max. Nennleistung) 1550000 MWh erzeugte. 33 Häfen in insgesamt 22 Ländern wurden in den zehn Betriebsjahren angelaufen.

Abb. 57: N.S. ›Otto Hahn‹

Die »Otto Hahn« hat nur noch eine Nachfolgerin gefunden, deren Schicksal zwar noch nicht entschieden, aber ungewiß ist: das 1969 vom Stapel gelaufene und Ende 1972 in Dienst genommene japanische Handelsschiff »Mutsu« (8300 BRT)[63]. Im ganzen somit eine recht traurige Bilanz!

(2) Bei dieser Bilanz darf man aber nicht vergessen, daß in den Kriegsmarinen der Vereinigten Staaten, der Sowjetunion, Großbritanniens und Frankreichs etwa 270 nuklear betriebene Einheiten – insbesondere U-Boote und Flugzeugträger – zum Teil seit mehr als einem Jahrzehnt in Fahrt sind, ohne daß es zu ernsthaften Unfällen oder Schwierigkeiten mit nuklearer Ursache gekommen ist. Nach neueren Angaben setzt sich die nuklear angetriebene Kriegsflotte aus 4 französischen, 14 britischen, 106 amerikanischen und 142 sowjetischen U-Booten zusammen, zu denen noch 2 Flugzeugträger und 6 Kreuzer unter amerikanischer Flagge kommen. In der Sowjetunion sind mehrere nukleargetriebene Flugzeugträger und Kreuzer in Bau und zu einem Teil bereits in Dienst gestellt.

Die Sowjetunion hat darüber hinaus drei nuklear betriebene Eisbrecher in Dienst gestellt: im September 1959 die »Lenin« mit 16000 BRT Wasserverdrängung und 44000 WPS (Wellen-PS), im November 1974 die »Arktika« und im März 1978 die »Sibir«, die beiden letzten annähernd zeichnungsgleich mit 23000 BRT Wasserverdrängung und 75000 WPS. Die »Arktika« erreichte am 17. August 1977 als erstes Überwasserschiff den geografischen Nordpol. Wie das Londoner Jahrbuch Jane's Fighting Ships im August 1979 berichtet, sind darüber hinaus zwei von möglicherweise insgesamt zwölf 32000 t-Schlacht-

[63] Auf diesem Schiff wurde bei einer am 26. August 1974 begonnenen Probefahrt der Reaktordeckel undicht, ein Schaden, der sogleich wieder behoben wurde. Die Rückkehr in den nordjapanischen Heimathafen Mutsu war erst nach längeren Verhandlungen mit den Fischern möglich. Diese befürchteten eine nukleare Verseuchung ihrer Fanggründe. Bis dahin kreuzte sie, dem Fliegenden Holländer gleich, auf den Meeren. Die Reparatur konnte nicht durchgeführt werden. Die Liegegenehmigung im Hafen von Mutsu lief zwar im Frühjahr 1976 ab. Gleichwohl blieb das Schiff noch bis zum Oktober 1978 in dem Hafen der Stadt, die ihm den Namen gegeben hatte, denn erst zu dieser Zeit erteilten der Gouverneur von Nagasaki und der Bürgermeister von Sasebo die Genehmigung, das Schiff in der größten japanischen Werft, der Sasebo Heavy Industries zu reparieren, wobei die schlechte Auftragslage dieser Werft für diese Entscheidung mitbestimmend war. Die erst am 2. April 1980 genehmigte Reparatur wird mit einer umfassenden, durch die lange Liegezeit mitbedingten Überholung des Schiffes verbunden werden, sie wird etwa drei Jahre dauern.

kreuzern mit Atomantrieb im Bau. Soweit bekannt wurden diese beiden Schiffe 1980 in Dienst gestellt.

Die Übersichten 113 und 114 geben vergleichbare Daten für die vier ersten zivilen Kernenergieschiffe.

Die schon frühzeitig in den *Vereinigten Staaten* aufgenommene Entwicklung von kernenergiebetriebenen Schiffen hat bereits am 17. Januar 1955 die Inbetriebnahme des mit einem Westinghouse-Druckwasser-Reaktor ausgestatteten U-Boots SSN 571 ›Nautilus‹ ermöglicht, berühmt geworden durch die viertägige Unterfahrung des Nordpolareises im August 1958. Nach 490000 sm Fahrt innerhalb von fast 25 Jahren wurde dieses Schiff im November 1979/März 1980 außer Dienst gestellt. Vornehmlich die Erfahrungen mit solchen, in U-Booten einge-

Übersicht 113: Zivile Kernenergieschiffe

Name und Land:	›LENIN‹, UdSSR	›SAVANNAH‹, USA	›OTTO HAHN‹, BRD	›MUTSU‹, Japan
Verwendungszweck:	Eisbrecher	Fracht- und Passagierschiff	Forschungs- und Massengutschiff	Forschungs- und Frachtschiff
Bauzeit:	8/56–9/59[a]	5/58–5/62	9/63–12/68	11/68–73
Vermessung (BRT):		15585	16870	8350
Gesamtverdrängung (t):	16000	22170	25790	10400
Tragfähigkeit (tdw):	–	9400	14040	2400
Dienstgeschwindigkeit (kn):	18	20	15,75	16,5
thermische Reaktorleistung (MW):	3 × 90[b]	74	38	36
Antriebsleistung (WPS):	44000	22000	10000	10000

[a] Umbau 1966–1970
[b] nach Umbau 2 × 90

Quelle: Memorandum von GKSS, Interatom und Bremer Vulkan über Kernenergieschiffe v. Mai 1973.

Übersicht 114: Technische Daten von Kernenergie-Schiffsantrieben

Reaktorschiff	›LENIN‹ Erstausrüst.	›SAVANNAH‹	›OTTO HAHN‹ 1. Kern	›OTTO HAHN‹ 2. Kern	›MUTSU‹	Entwurf EFDR-80[a]
DWR-Bauweise:	loop	loop	integriert		loop	integriert
thermische Leistung (MW):	3 × 90	74	38	38	36	220
Primärsystemdruck (kg/cm^2):	207	123	64	64	110	99,4
Primärtemperatur (°C):	325	271	278	278	285	308,6
mittlerer Abbrand (MWd/t U):	10000	7363	8280	25000	5500	32000
Vollaststandzeit (d):	214	625	570	973	375	1275
mittl. Volumleistgsdichte. (kW/l):	72	22,6	33,8	53,1	33,5	58,1
mittl. Brennst.-Belast. (kW/kgU):	46,6	10,4	14,5	25,7	14,7	25,1
Anfangsanreicherung (% U 235):	5	4,19/ 5,19	2,8 bis 4,86	3,5/6,6	3,2/4,4	4,3
Hüllrohrwerkstoff:	Zr-Leg	rostfr. Stahl	rostfr. Stahl	Zircaloy-4	rostfr. Stahl	Zircaloy-4
Sekundärdampfdruck (kg/cm^2):	28	35,4	31	31	40	48
Sekundärtemperatur (° C):	310	242	273	273	249	270
Dampferzeugung (t/h):	360	132	64	64	61,2	409

[a] Kernenergie-Containerschiff von 80000 WPS, ausgestattet mit einem erprobten fortschrittlichen Druckwasserreaktor.

Quelle: Memorandum von GKSS, Interatom und Bremer Vulkan über Kernenergieschiffe v. Mai 1973.

bauten Druckwasser-Reaktoren haben Westinghouse in den Stand gesetzt, ein erfolgreiches Programm für die Entwicklung von DWR-Kraftwerken zu starten. Vater dieser Entwicklung ist der schon legendäre, aber jedenfalls bis 1980 noch im aktiven Dienst stehende Vizeadmiral der amerikanischen Marine H. C. Rickover. Der frühere Präsident der USA, J. Carter, gehörte vom Kriegsende bis 1953 als Nuklear-Ingenieur und Kommandant eines Atom-U-Bootes zu seinen Mitarbeitern.

(3) Auch die Bundesrepublik *Deutschland* hat sich schon früh der Entwicklung von Schiffsreaktoren zugewandt. 1956 gründeten der Bund, die vier Küstenländer und 40 vornehmlich in Schiffbau und Schiffahrt tätige Unternehmen die GKSS (Gesellschaft für Kernenergieverwertung in Schiffbau und Schiffahrt mbH)[64] in Hamburg. Von den bis 1959 abgeschlossenen oder angebahnten fünf Verträgen zur Entwicklung von Schiffsreaktoren – GKSS-Interatom (OMR[65]), Howaldtwerke-Siemens (DWR), Deutsche Werft – AEG (SWR), AG-Weser – BBC/Krupp (HTGR) und Blohm & Voss – Babcock & Wilcox (AGR) – führte aber keiner zu einem Bauauftrag. Die Entscheidung fiel 1964 zugunsten eines Auftrags der GKSS an die Arbeitsgemeinschaft Babcock & Wilcox-Interatom für einen fortgeschrittenen Druckwasser-Reaktor, der in das von den Kieler Howaldtwerken gebaute, auf den Namen ›Otto Hahn‹ getaufte Kernenergie-Handelsschiff eingebaut wurde. Das Schiff wurde von der Hapag Lloyd AG bereedert.

Die ›Otto Hahn‹ war als Erzfrachter konzipiert. Dabei wurde berücksichtigt, daß ein solches Schiff besonders widerstandsfähig gegen Unfälle, vor allem gegen Schiffskollisionen und Strandung, gebaut werden kann und auch die Feuergefahr gering ist. Die Wasserverdrängung des 172 m langen und 24 m breiten Schiffs betrug 26000 (metrische) t, die Ladefähigkeit 15000 t. Der in einem Druckbehälter von 35 m^3 Inhalt untergebrachte, mit 2,98 t auf 4,03% angereichertem Uran beschickte Druckwasser-Reaktor wies eine thermische Leistung von 35 MW auf (bei einem Wirkungsgrad von 30% entspräche das einer elektrischen Leistung von etwa 10 MWe) und übertrug auf die Schiffsantriebsanlage eine Leistung von 10000 bis 11000 Wellen-PS. Das Schiff erreichte eine Geschwindigkeit von 16 Knoten. Zu den Baukosten in Höhe von rund 53 Mio DM trug EURA-

[64] Seit Juni 1979: GKSS Forschungszentrum Geesthacht.
[65] Organisch moderierter Reaktor.

TOM aufgrund eines Beteiligungsvertrages 16 Mio DM bei. Der Rest wurde vom Bund (60%) und von den vier Küstenländern (40%) finanziert. Ohne wesentliche Störungen hat die ›Otto Hahn‹ zahlreiche Häfen in Europa, Afrika und Südamerika angelaufen und Erze, Phosphate und Ölkuchen geladen.

(4) Nicht zuletzt wegen der noch nicht abschließend geregelten rechtlichen Probleme hat sich der nukleare Schiffsantrieb bisher nicht durchgesetzt. Da es noch an einer allgemeinverbindlichen internationalen Vereinbarung über die *Rechte zum Anlaufen fremder Häfen* durch Kernenergieschiffe fehlt, mußten und müssen diese Rechte durch langwierig auszuhandelnde bilaterale Vereinbarungen geregelt werden. Will man dem nuklearen Schiffsantrieb überhaupt eine Chance geben, so wäre erwünscht, wenn das unter der Ägide der Inter Governmental Maritime Consultative Organization – IMCO – 1962 ausgehandelte internationale »Brüsseler Übereinkommen über die Haftung der Betreiber von Kernenergieschiffen« irgendwann in Kraft träte. Das würde die Verfahren zur Erlangung der Anlaufgenehmigungen wesentlich erleichtern. Der Bundestag hat der Übernahme des Übereinkommens ins deutsche Recht am 8. Juli 1975 zugestimmt. Die Bereitschaft anderer Staaten zu diesem Schritt ist aber nach wie vor nicht groß. Bis zum April 1976 haben nur Portugal, Zaire und Madagaskar das Abkommen ratifiziert.

(5) Die insbesondere durch Japan stimulierte Revolutionierung des Schiffbaus und der Schiffahrt hat auch die wirtschaftlichen Aussichten des Kernenergieantriebs nachhaltig beeinflußt. Wie auf dem im Mai 1971 in Hamburg veranstalteten Symposium über Kernenergie-Schiffe festgestellt wurde, galten noch Anfang der 60er Jahre Schiffe mit Antriebsleistungen von 40000 Wellen-PS als futuristisch. Gegenwärtig werden Container-Schiffe von 120000 Wellen-PS gebaut, die 26 Knoten erreichen. 200000 Wellen-PS sind eine vernünftige Perspektive.

Die *Wirtschaftlichkeitsschwelle* von Container-Schiffen mit Kernenergieantrieb wurde 1971 bei 80000 bis 120000 Wellen-PS gesehen. Sie wird sich mit weiterhin steigenden Preisen für Bunkeröl absenken. Da bis zum Jahr 2000 in der Welt noch etwa 2500 Handelsschiffe mit jeweils mehr als 40000 Wellen-PS benötigt werden, hat der nukleare Schiffsantrieb unter diesem Aspekt recht günstige Aussichten. Schwerer fällt aber ins Gewicht, daß in der gleichen Zeit auch die Anforderungen für die

Sicherheit und damit die hierfür erforderlichen Aufwendungen sehr viel größer geworden sind, ganz abgesehen davon, daß die Krise in der *Akzeptanzbereitschaft* der Kernenergie vor einer so herausfordernden und auch so sensiblen Technik wie dem nuklearen Schiffsantrieb keineswegs halt gemacht hat.

Längere Zeit bestand Hoffnung, daß es im Rahmen einer deutsch-japanischen Zusammenarbeit zur Entwicklung eines mit einem fortgeschrittenen Druckwasser-Reaktor ausgerüsteten, 28 Knoten schnellen 52000 BRT-Container-Schiff, mit 80000 WPS kommen werde[66]. Die japanische Atomenergie-Kommission widerrief aber im April 1980 ihren Plan, ein zweites Nuklear-Schiff zu bauen. Sie erklärte, die Ära der durch Kernenergie betriebenen Schiffe werde nicht vor dem 21. Jahrhundert beginnen.

Nach einer Erklärung des Bundesministers für Forschung und Technologie vom März 1975 wird das im Vierten Atomprogramm angekündigte Containerschiff – vorläufig – nicht gebaut werden, weil bisher noch kein Reeder gefunden sei, die Anlaufgenehmigungen für ausländische Häfen noch fehlen und auch wegen der niedrigen Seefrachten. Bei der Anfang 1978 gegebenen Kostenlage hätte der Betrieb zu jährlichen Mehrkosten von 30 Mio DM verglichen mit einem konventionellen Container-Schiff geführt.

Neben diesem schon im fortgeschrittenen aber ungewissen Entscheidungsstadium befindlichen Projekt existieren in fast allen größeren westlichen Schiffbauländern weiter in die Zukunft weisende Pläne. Genannt seien Studien für Container-Schiffe,

[66] Eine von der GKSS und dem Japanischen Atomforum unter Mitwirkung von Reedern, Werften und Reaktorbauunternehmen erstellte Studie über die Wirtschaftlichkeit eines solchen Schiffes bei Einsatz in der Fernostfahrt hatte zu einem positiven Ergebnis geführt. Nach dem Vierten deutschen Atomprogramm sollte der Bau von zwei solchen Container-Schiffen vorbereitet werden, eines in Deutschland und eines in Japan. Soweit die deutsche Seite betroffen ist, sollte die Entscheidung über den Bau von möglicherweise mehr als einem solchen Schiff 1975 getroffen werden. An diesem Vorhaben sollten auf deutscher Seite die GKSS, Hapag Lloyd, die Bremer Vulkanwerft und Interatom beteiligt werden. Die auf japanischer Seite beteiligte Hitachi-Zosen war durch einen Lizenzvertrag mit Interatom verbunden. Zusammen mit den vier Küstenländern beabsichtigte die Bundesregierung, dieses Vorhaben ähnlich wie die drei Demonstrationskraftwerke Gundremmingen, Lingen und Obrigheim zu unterstützen. Für die Zeit von 1973 bis 1976 waren hierfür 15 Mio DM vorgesehen. Gemäß ihrem Vierten Atomprogramm machte die Bundesregierung die Förderung des Baus eines solchen Container-Schiffes davon abhängig, daß sich ein nationales oder internationales Reeder-Konsortium als Bauherr, Eigentümer und Betreiber konstitutiert und in der Lage und bereit ist, den Bau des Schiffes überwiegend zu finanzieren.

für eisbrechende Massengutfrachter und Großtanker mit Kernenergie-Antriebsleistungen von 200000 Wellen-PS und mehr. Die Kanadische Regierung untersucht das Projekt eines 42000 t-Eisbrechers mit Nuklearantrieb mit 150000 WPS, der Ende der 80er Jahre in Betrieb genommen werden soll. Inzwischen liegen zwei Angebote vor: ein französisch-kanadisches (federführend Alsthom-Atlantique) und ein britisches (federführend Rolls-Royce zusammen mit General Electric Co. Ltd.). Das Londoner Schiffahrtsunternehmen Globtik Tankers Ltd. befaßte sich wenigstens zeitweilig mit Bauplänen für drei nukleare 600000 t-Tanker. Bei der US-Marine Administration lagen im Frühjahr 1976 Anträge von sechs Reedereien auf Genehmigung des Baus von 20 nuklear betriebenen Tankern vor. Die A.G. Weser in Bremen legte im Frühjahr 1976 Pläne für ein Großcontainerschiff mit Kernenergieantrieb vor, das bei einer Antriebsleistung von 240000 WPS bis zu 6000 Container transportieren kann. Ähnliche Entwicklungen laufen in der Sowjetunion.

Alle diese Planungen sollten aber nicht von der Erkenntnis ablenken, daß nuklear betriebene Schiffe frühestens in den 90er Jahren – wahrscheinlich erst im nächsten Jahrhundert – wirtschaftlich gefahren werden können. Dies wird auch durch ein im Sommer 1979 von der Studiengesellschaft zur Förderung der Kernenergieverwendung in Schiffbau und Schiffahrt (KEST) erstattetes Gutachten bestätigt.

3.6.4 Meerwasserentsalzung

Die Weltmeere enthalten 1,35 Milliarden Kubikkilometer Salzwasser. Der gesamte Süßwasservorrat beträgt aber nur rund 8,4 Mio Kubikkilometer. Davon entfällt die Hälfte auf Grundwasser in über 800 m Tiefe. Die steigende Bevölkerungszahl und die fortschreitende Industrialisierung werden das Wasser in ariden Zonen und in Ballungsgebieten zunehmend verknappen. Das Meerwasser muß daher in Zukunft helfen, den Wasserbedarf der Menschheit zu decken.

Die vier wichtigsten derzeit angewandten Entsalzungsverfahren[67] sind die Verdampfung, das Gefrierverfahren, die Elektrodialyse und die umgekehrte Osmose.

[67] Nach einer italienischen Untersuchung waren 42 Entsalzungsanlagen mit mehr als 10000 m^3/d im Jahr 1976 in Betrieb. Die Gesamtleistung dieser Anlagen erreichte 1,43 Mio m^3/a.

Abb. 58: Arbeitsprinzip der mehrstufigen Entspannungsverdampfung:
1. Meerwasser + in den Kreislauf zurückgeführte Sole
2. Erhitzer
3. Salzsole aus den Entspannungskammern
4. Kondensat aus den Verdampfungskammern (Frischwasser)

Beim Verfahren der *mehrstufigen Entspannungsverdampfung* wird das Meerwasser erhitzt und sodann in mehreren hintereinander geschalteten Unterdruckkammern verdunstet, das Salz bleibt als Rückstand. Abb. 58 zeigt das Verfahrensschema dieses derzeit am meisten angewandten Verfahrens, das auch die Grundlage des Entwicklungsprogramms des amerikanischen Office of Saline Water – OSW – liefert. Auch die Meerwasserentsalzungsanlage auf der Insel Helgoland arbeitet nach diesem Verfahren. Beim *Gefrierverfahren* wird gekühltes Meerwasser in einer Unterdruckkammer vereist, die Salzkruste wird dann entfernt. Das Verfahren der *Elektrodialyse* ist nur auf Brackwasser anwendbar. Es nutzt die Tatsache, daß ein durch eine Salzlösung geleiteter elektrischer Strom die positiv geladenen Natriumionen zum negativen und die negativ geladenen Chlorionen zum positiven Pol zieht.

Das Verfahren der *umgekehrten Osmose* schließlich basiert darauf, daß eine halbdurchlässige Membran, die zwei Lösungen unterschiedlicher Konzentration trennt, das Wasser durchläßt, nicht aber das im Wasser gelöste Salz. Wird auf die stärker konzentrierte Lösung aber ein zusätzlicher Druck ausgeübt, so kehrt sich das Phänomen um: der Unterschied in der Konzentration diesseits und jenseits der Membran wächst.

Diese Verfahren benötigen aus thermodynamischen Gründen eine Mindestmenge an Energie: 0,7 kWh/m^3 Wasser bei 3,43%

Salzgehalt und 25° C. Da für die vorherrschenden, Wärme verbrauchenden Verfahren die benötigten Dampftemperaturen recht niedrig sind – 130° C reichen im allgemeinen aus –, ist der Einsatz von Reaktorwärme im allgemeinen nur dann lohnend, wenn die oberhalb dieser Temperaturgrenze entstehende spezifisch wertvollere Reaktorwärme anderweitig genutzt wird. Hinzu kommt, daß Großanlagen geboten sind, um die Vorteile der starken Kostendegression nuklearer Anlagen wahrzunehmen. In den wenig besiedelten, für eine Bewässerung geeigneten ariden Gebieten sind aber die Möglichkeiten der Abnahme von Süßwasser aus wirtschaftlichen Gründen begrenzt. Aus diesen beiden Gründen werden Mehrzweckanlagen in Betracht gezogen.

In erster Linie werden Kombinationen von *Entsalzungs- und Stromerzeugungsanlagen* diskutiert. Die Wahl des Reaktortyps wird in diesen Fällen durch die Bedürfnisse der Stromerzeugung bestimmt. Die für die Entsalzung benötigten niedrigen Dampftemperaturen schränken die Wahlmöglichkeiten kaum ein. Vorteilhaft ist bei solchen Mehrzweckanlagen, die Täler im Lastdiagramm des Stromabsatzes für die Entsalzung zu nutzen. Es bereitet aber Schwierigkeiten, in Entwicklungsländern, die entsalzenes Meerwasser für die Bewässerung benötigen, zugleich ausreichend Elektrizität abzusetzen.

Das hat die Idee reifen lassen, die Meerwasserentsalzung im Rahmen umfassender agro-industrieller Komplexe (Kurzbezeichnung: Nuplex) vorzunehmen. Vorschläge dieser Art sind auf dem von der IAEA im November 1968 in Madrid veranstalteten Symposium über Meerwasserentsalzung mittels Kernenergie und auf der Vierten Genfer Atomenergiekonferenz im September 1971 vor allem von dem Vertreter des amerikanischen Oak Ridge National Laboratory vorgetragen worden. In solchen Komplexen sollen Fabriken zur Erzeugung von Kunstdünger auf Stickstoff- und Phosphatbasis oder Anlagen zur Erzeugung von Chlor oder Aluminium errichtet werden. Als Standorte für solche Komplexe wurden u.a. Nieder-Kalifornien, Nord-Peru, Mauretanien, Israel, die Halbinsel Sinai, Pakistan, Nordwest-Indien und West-Australien in Betracht gezogen.

Heute herrscht die Auffassung vor, daß die Meerwasserentsalzung eine der wichtigsten zukünftigen Anwendungen der Kernenergie sein wird. Es ist aber noch nicht möglich, einigermaßen verläßliche Voraussagen über den nuklear zu deckenden

Entsalzungsbedarf zu machen. Wir wissen aber, daß Süßwasser nicht nur in den bewässerungsfähigen ariden Gebieten fehlt, sondern zunehmend auch in den Industrieländern mit hohem spezifischen Wasserverbrauch für den menschlichen Bedarf und für industrielle Zwecke[68].

3.7 Wärmemarkt, nukleare Wärme

3.7.1 Der Wärmemarkt

Nur etwa ein Viertel der zur Verfügung stehenden Primärenergie wird zur Erzeugung von Elektrizität eingesetzt. Die restlichen etwa drei Viertel werden als feste, flüssige oder gasförmige Brennstoffe vornehmlich zur Erzeugung von Heiz- und Prozeßwärme oder als Kraftstoff verbraucht. Ein kleiner Teil des Primärenergieaufkommens – fast ausschließlich Kohlenwasserstoffe – findet in der Industrie, insbesondere in der Petrochemie

Übersicht 115: Aufgliederung des Endenergieverbrauchs im Jahre 1979

	Europäische Gemeinschaft Mio t SKE	%	Bundesrepublik Deutschland Mio t SKE	7
Elektrizität	130,6	9,4	39,3	9,8
feste Brennstoffe	90,0	6,5	26,9	6,7
flüssige Brennstoffe	522,1	37,7	156,7	38,9
gasförmige Brennstoffe	201,1	14,5	47,7	11,8
Sonstiges	5,6	0,4	3,4	0,8
energetischer Endverbrauch	949,4	68,5	274,0	68,0
nicht-energetischer Verbrauch	102,4	7,4	27,7	6,9
Endverbrauch	1051,8	75,9	301,7	74,9
Umwandlungsverluste usw.	333,5	24,1	100,9	25,1
Gesamtverbrauch	1385,3	100	402,6	100

[68] Qatar (Katar), ein Emirat am Persischen Golf, hat 1975 einem britischen Unternehmen vier nicht-nukleare Meerwasserentsalzungsanlagen im Gesamtwert von über 30 Mio £ in Auftrag gegeben. Jede Anlage kann täglich bis zu 22500 m^3 Seewasser entsalzen. Dies ist der größte bisher vergebene Auftrag für Entsalzungsanlagen.

Abb. 59: Energieflußdiagramm der Bundesrepublik Deutschland 1976

als Rohstoff, also für nicht-energetische Zwecke, Verwendung. Über die 1976 in der Europäischen Gemeinschaft und in der Bundesrepublik Deutschland verbrauchten Mengen an Endenergie gibt Übersicht 115 Aufschluß.

Nach den Feststellungen der Forschungsstelle für Energiewirtschaft in München (H. Schaefer) werden in der Bundesrepublik von der insgesamt verbrauchten Endenergie allein rund 40% für Raumheizung und rund 35% als Prozeßwärme, diese vornehmlich in der Industrie (rund 36% des Gesamtverbrauchs) verwendet – vgl. dazu Übersicht 79. Bei dieser Verbrauchsstruktur liegt es nahe, nach Mitteln und Wegen zu suchen, um die Kernenergie auch im nicht-elektrischen Bereich, nämlich zur Erzeugung von Prozeßwärme, einsetzen zu können. In welchem Maße bei der Umwandlung und beim Verbrauch von Energie Verluste, vor allem in Form von Abwärme auftreten, zeigt eindrucksvoll Abb. 59.

3.7.2 Kohleveredlung

(1) Nicht schon die Ölkrise im Herbst 1973 sondern erst die Irankrise 1979 hat allgemein zum Bewußtsein gebracht, daß die Energiepolitik zur wichtigsten Aufgabe hat, den Ölverbrauch zu vermindern und hier insbesondere dafür zu sorgen, daß Öl

durch Kohle ersetzt wird. Für die Bundesrepublik, wie auch für die Mehrzahl der westlichen Industrieländer heißt dies, die heimische Stein- und Braunkohle, aber auch die einzuführende Steinkohle zu veredeln, dadurch breiter und rationeller einzusetzen und so Erdöl und auch Erdgas entbehrlich zu machen. Die auf eine Vergasung oder Verflüssigung der Kohle gerichteten Veredlungstechniken können mit dem Ziele weiterentwickelt werden, die für die Prozesse erforderliche Wärme nicht durch Verbrennung der ohnehin als Rohstoff eingesetzten Kohle zu gewinnen, sondern als nukleare Wärme – endotherm – zuzuführen. Dadurch werden fossile Brennstoffe gespart und die Kosten vermindert. Zur Förderung der Entwicklung dieser Techniken werden für 1981 bis 1985 Haushaltsmittel des Bundes (1325 Mio DM) bereitgestellt, davon 38% für die Verflüssigung in der Zuständigkeit des BMFT und 62% für die Vergasung in der Zuständigkeit des BMWi.

(2) Der Bundesminister für Wirtschaft (BMWi) hat im Juni 1979 erste Ergebnisse einer Untersuchung über die Chancen neuer Veredlungstechniken für Braunkohle und Steinkohle bekanntgegeben und dabei auch mitgeteilt, wie hoch sich die Kosten für die durch Kohleumwandlungsverfahren gewonnenen Produkte stellen werden. Diese Untersuchung geht von den folgenden *Kohlepreisen* aus:

Braunkohle	72 DM/t SKE (20 DM/t Rohbraunkohle)
heimische Steinkohle	170 DM/t SKE (inzwischen – April 1981 – 235 DM/t SKE)
Einfuhrkohle	90 DM/t SKE (inzwischen – April 1981 – 175 DM/t SKE)

Zu den verschiedenen in Betracht gezogenen Veredelungsverfahren wird festgestellt:

(a) *Verbesserte Verbrennungstechniken:* Erfolgversprechend ist hier vor allem die *Wirbelschicht-Feuerung* unter atmosphärischem Druck, wobei Feinkohle in einem feinkörnigen, nichtbrennbaren, von Luft mit starker Geschwindigkeit durchströmten Material (Kalkstein) verbrannt wird. Dieses Verfahren vermindert die Abgabe von Schwefeldioxyd und Stickoxyden erheblich. Mehrere Demonstrationsanlagen, z.B. die Pilotanlage »König-Ludwig« der Ruhrkohle AG sind in Deutschland im Bau, eine Versuchsanlage ist in den USA in Betrieb. Von allen bisher erprobten Verfahren für neue Verbrennungstechniken ist

dieses Verfahren technisch am weitesten entwickelt, aber noch keineswegs marktreif.

(b) *Neue Kraftwerkstechnologien:* Hier geht es darum, den Wirkungsgrad von Kohlekraftwerken zu erhöhen. Das BMWi nennt

- die Kohledruckvergasung (KDV); eine 170 MW-Versuchsanlage in Lünen/Westfalen läuft, wenngleich auch unter großen Schwierigkeiten; eine Demonstrationsanlage von 600 MW könnte nicht vor der zweiten Hälfte der 80er Jahre in Betrieb genommen werden;
- die Wirbelschichtverbrennung unter Druck; ein Modellkraftwerk von 200 MW ist in Völklingen/Saar geplant; mit der Inbetriebnahme ist aber nicht vor Ende der 80er Jahre zu rechnen;
- das von den Vereinigten Elektrizitätswerken Westfalen AG (VEW) entwickelte spezielle Vergasungsverfahren: durch Entgasung und Teilvergasung von Kohle vor der Verbrennung soll der Schwefel optimal reduziert werden; eine Pilotanlage mit einem Durchsatz von 1 t/h Steinkohle ist im Betrieb, eine weitere Anlage mit 15 t/h Durchsatz im Bau, über eine Anlage mit 60 t/h Durchsatz soll bis 1985 entschieden werden.

(c) *Kohlevergasung:* Das BMWi zählt fünf derzeit in Deutschland im Betrieb befindliche Pilotanlagen auf: Shell nach dem Koppers-Totzek-Verfahren in Hamburg-Harburg (Einweihung am 9. Oktober 1979); Ruhrkohle und Ruhrchemie auf der Grundlage des Texaco-Prozesses in Oberhausen-Holten; Saarberg zusammen mit C. Otto nach einem eigenen Verfahren in Völklingen; Ruhrkohle und Ruhrgas nach dem Lurgi-Druckvergasungsprinzip (Projekt Ruhr 100) in Dorsten und schließlich Rheinbraun auf der Grundlage des Winkler-Prozesses in Wesseling bei Köln. Sämtliche Anlagen erzeugen ein Synthesegas, das zu Methan weiterverarbeitet werden kann und dann ähnliche Qualitäten wie das Erdgas aufweist. Preisbasis Herbst 1979 rechnet das BMWi für dieses künstliche Erdgas (SNG) mit folgenden Gestehungskosten[69]:

bei Einsatz deutscher Steinkohle	65 DM/Gcal (475 DM/t SKE)
bei Einsatz von Importkohle	40 DM/Gcal (280 DM/t SKE)
bei Einsatz von Braunkohle	40 DM/Gcal (280 DM/t SKE)

[69] Etwa übereinstimmend mit den Kosten, die P. Speich in seinem Aufsatz »Gas aus Braunkohle, technische und wirtschaftliche Gesichtspunkte der

Diese Kosten sind zu vergleichen mit dem damaligen Erdgaspreis von 25 DM/Gcal (175 DM/t SKE). Insbesondere Braunkohle führt somit zu diskussionsfähigen Gestehungskosten.

(d) *Kohleverflüssigung:* Bei der Kohlehydrierung wird gemahlene Stein- oder Braunkohle mit Schweröl vermischt und bei Temperaturen von 100° C und einem Druck zwischen 200 und 700 atü unter Einwirkung von Katalysatoren mit Wasserstoff verbunden. Dabei bilden sich Gemische von flüssigen Kohlenwasserstoffen, die dann – wie Erdöl – durch Destillation getrennt werden in Schweröl, Dieselöl, Benzin, Benzol u. a. Das erste brauchbare Verfahren entwickelte F. Bergius 1913. M. Pier machte es 1924 großtechnisch praktikabel. Die hiermit im Wettbewerb stehende Methode ist die katalytische Anlagerung von Wasserstoff an Kohlenoxyd-Gas im Fischer-Tropsch-Verfahren (die Benzinsynthese). Bei beiden Verfahren entsteht etwa eine Tonne Treibstoff aus vier Tonnen Kohle [69a].

Nach Ansicht des BMWi bestehen derzeit keinerlei Aussichten auf wirtschaftliche Gewinnung von Kohleöl. Selbst Benzin aus Braunkohle wäre doppelt so teuer wie das Mineralölprodukt[70]. Die Bergbauforschung GmbH Essen-Kray nennt Stand September 1979 die folgenden *Kosten bzw. Preise in DPfg je*

Braunkohleveredlung« nennt (Zeitschrift für Energiewirtschaft Nr. 4/1979, S. 252 ff.).

[69a] Anfang Juli 1981 wurde in Bottrop eine von der Ruhrkohle (60%) und der VEBA (40%) errichtete erste Großversuchsanlage zur Kohleverflüssigung (katalytische Hydrierung) eingeweiht: Einsatz 200 t Steinkohle, Ausstoß 70 t Methanol und 30 t Leichtöl – jeweils täglich.

[70] Nach dem von Friedrich Bergius (1884–1949) entwickelten und von Matthias Pier (1882–1965) zur industriellen Reife gebrachten Verfahren wurden im Leunawerk bei Merseburg bereits 1927 100000 Liter Kohle-Benzin erzeugt. Dieses Verfahren konkurrierte mit dem von Franz Fischer (1877–1948) und Hans Tropsch (1889–1935) entwickelten Verfahren der Synthese von aliphatischen Kohlenwasserstoffen. Während des letzten Weltkrieges fand vor allem das Bergius-Pier-Verfahren großtechnische Anwendung. Die deutsche Jahreserzeugung an synthetischen Mineralölprodukten, vornehmlich Benzin, erreichte 1940 3,4 und 1943 5,7 Mio t, für 1945 war eine Kapazität von 7,2 Mio t/a geplant. Immerhin wurden 1943 57% des Mineralölbedarfs durch synthetische Erzeugnisse gedeckt. Hier mag auch die Feststellung von Interesse sein, daß nicht die Bombardierung der deutschen Großstädte, sondern erst die 1944 begonnene Zerstörung der Hydrieranlagen der deutschen Kriegswirtschaft den entscheidenden Stoß gegeben hat. Seit dem letzten Kriege betrieb und betreibt nur Südafrika Kohleverflüssigung im industriellen Maßstab – übrigens nach dem Fischer-Tropsch-Verfahren. Die 1981 in Betrieb gehende Anlage SASOL II (South-African Coal, Oil and Gas Corporation) wird bei einem Investitionsaufwand von 2,5 Mrd Rand (5,7 Mrd DM) jährlich 1,5 Mio t Kraftstoff, ferner 0,16 Mio t Äthylen und 0,1 Mio t Ammoniak sowie andere Kohlenwasserstoffe erzeugen.

Liter ab Werk ohne Verteilungsspanne und ohne Steuer[71,72], (in Klammern: Kosten bzw. Preise, die, abgestellt auf Herbst 1979 dem BMWi in Gutachten genannt wurden).

Benzin aus Öl	30 (42,6)	zugrundegelegte Preise:	
Benzin aus Kohle	73 (85,5)	Steinkohle	174 DM/t SKE (April 1981: 235 DM t/SKE)
leichtes Heizöl aus Öl	42 (44,7)		
leichtes Heizöl aus Kohle	69 (72,4)	Rohöl	300 DM/t frei Grenze (Febr. 1981: 595 DM t/SKE)

Im Ergebnis stellt das BMWi fest: »Gegenwärtig werden alle z.Zt. bekannten Kohletechniken auf den Gebieten der Verbrennung, Kraftwerke, Vergasung, Verflüssigung erforscht bzw. in Versuchsanlagen getestet. Die Arbeiten sollten bei den folgenden Techniken forciert werden: Wirbelschichttechnik (Fernwärme statt Öl), Kohlevergasung mit Hilfe von Braunkohle, Herstellung von Methanol aus Braunkohle, Importkohle für industrielle Prozesse bzw. für Kraftstoffbeimischung«.

(3) Zur Verwirklichung einer bereits am 4. Juli 1979 abgegebenen Regierungserklärung fällte die Bundesregierung am 31. Januar 1980 ihre erste Entscheidung über ein »Programm ungewöhnlichen Ausmaßes« zur großtechnischen Erzeugung von Synthesegas und Syntheseöl aus Stein- und Braunkohle. Ihr lag die auf S. 524 wiedergegebene Liste von 14 für eine spätere Bezuschussung vorgelegten Großprojekten mit einem Investitionsvolumen von 13 Mrd DM zugrunde (die Projekte 2 und 12

[71] H. D. Schilling, D. Wiegand u. B. Strobel, Wirtschaftliche Perspektiven der Steinkohlenverflüssigung in der Bundesrepublik Deutschland, Zeitschrift für Energiewirtschaft Nr. 4/1979, S. 260ff. Der Vorstandsvorsitzende der Ruhrkohle AG veranschlagte im Juli 1981 die Herstellungskosten von Benzin aus deutscher Steinkohle in einer Großanlage auf 1,85 DM/lit einschl. Steuern.

[72] Für die alsbald in Betrieb gehende Anlage SASOL II in Transvaal (Erzeugungskapazität: 1,5 Mio t/a Benzin aus Kohle und 0,6 Mio t/a andere Kohlenwasserstoffe) werden die Kosten für die Erzeugung von Kohlebenzin auf 42,6 bis 48,7, im Mittel 45,5 Rand-cts/Lit. d.i. 1,18 DM/Lit. (1 Rand = 2,60 DM) veranschlagt. Für die eingesetzte Kohle wird ein Preis von 32 Rand-cts/GJ oder 3,48 DM/Gcal genannt, d.i. nur 10,5% des entsprechenden Preises für Ruhrkohle. Die Kosten für SASOL-Kohlebenzin sind zu vergleichen mit den Kosten von Benzin von 28 Rand-cts oder 73 DPfg/Lit., das aus eingeführtem Rohöl mit einem spot-Preis von 35 US-S/B gewonnen wird. (Angaben des Energy Research Institute der University of Cape Town – R. K. Dutkiewicz)

als Alternativen gewertet). Über die Vergasungsvorhaben sollte im April 1981 und über die Verflüssigungsvorhaben im Herbst 1981 entschieden werden. Vor allem wegen der Haushaltsschwierigkeiten ist dieser Zeitplan nicht eingehalten worden. Wann nunmehr entschieden wird, ist unsicher. Auf jeden Fall wird das Kohleveredlungsprogramm im Zuschnitt wesentlich bescheidener sein als nach den Planungen 1979/80 zu erwarten war. Von den elf bis 1991 fertigstellbaren Kohlevergasungsanlagen sind neun an Ruhr und Saar und zwei an der Küste geplant. Von den drei Kohleverflüssigungsanlagen (Nrn. 2, 4 und 12 der Liste) mit 1993 als möglichem Fertigstellungstermin wird allenfalls eine an der Küste gebaut werden. Nach einer eineinhalbjährigen Vorprojektphase, in der die Kosten und Risiken der vorgeschlagenen Anlagen ermittelt werden, soll es zu endgültigen Bau- und Finanzierungsentscheidungen kommen.

Daneben existieren weitere Projekte für Kohleveredlungsanlagen in Deutschland, so zwei Kohlevergasungsprojekte der Gelsenberg (Deutsche BP) zusammen mit Krupp nach dem Koppers-Totzek-Verfahren, ausgelegt für einen jährlichen Einsatz von jeweils 1,5 Mio t Importkohle (wahrscheinlich australische Kohle) mit Investitionskosten zwischen 0,75 und 1,00 Mrd DM – mögliche Standorte Wilhelmshaven und Brunsbüttel (in der Absichtserklärung vom 6. April 1980 wird festgestellt, daß sich die Ruhrkohle AG an diesem Projekt als Minderheitsaktionär beteiligen wird)[72a]. Auch die Mobil Oil plant eine Vergasungsanlage in Wilhelmshaven, an der sich möglicherweise gleichfalls die Ruhrkohle AG beteiligen wird. In der ersten Ausbaustufe soll diese Anlage 1 Mio jato Einfuhrkohle durchsetzen.

Deutsche Unternehmen planen darüber hinaus, sich an der Entwicklung von Kohleveredlungsanlagen im Ausland zu beteiligen. Hier sei nur auf das folgende Projekt hingewiesen: In einem am 1. August 1980 in Washington unterzeichneten Abkommen vereinbarten die USA, die Bundesrepublik und Japan in Morgantown, Westvirginia, auf der Grundlage eines Projekts der Gulf Oil, der Ruhrkohle AG, der VEBA und der Mitsui-Gruppe eine 1984 anlaufende Anlage zur Kohleverflüssigung zu bauen. Bauherr dieses 1,44 Mrd $-Projekts ist das Gemeinschaftsunternehmen Solvent Refined Coal Int. Inc., an der die Gulf, die Ruhrkohle und die Mitsui in der Relation

[72a] Das BMWi erklärte im Juli 1981, es werde dieses Projekt nicht fördern.

Die der Bundesregierung im Januar 1980 vorgeschlagenen 14 Großprojekte zur Kohleveredlung

Unternehmen	Standort	Einsatzkohle Verfahren/ Produkt	Mio jato Durchsatz	Mrd DM	frühest. in Betrieb
1 Ruhrkohle u. Ruhrgas[a]	Ruhrgebiet	SK-Vergasung	3	2,3	1984
2 Ruhrkohle	Ruhrgebiet	SK-Verflüssigg	6	4	1986
3 Ruhrkohle u. Ruhrchemie[b]	Oberhausen	SK-SG	0,4	0,25	1984
4 Saarbergwerke[c]	Saargebiet	SK-Verflüssigg	2	1,3–3,0	1987
5 Saarbergwerke	Fenne/Saar	SK-SG	0,4	0,17	1985
6 Rheinbraun[b]	Frechen	BK-SG	2,25	0,3	1984
7 Rheinbraun	Frechen	BK-künstl EG	5,6	1,0	1990
8 Korf	Kehl/Rhein	SK-SG	0,1	0,1	1984
9 VEW	Radbod/Hamm	SK-Vergasung	1,8	1,5	1985
10 Thyssengas	Oberhausen	SG-Methan		0,035	1986
11 Flick KG	Hückelhoven	SK-SG	0,5	0,5	1985
12 VEBA	Ruhr oder Küste	SK-Verflüssigg	6	4	1987
13 SHELL[b,d]	desgleichen	SK-SG	0,3	0,2–0,3	1984
14 TEXACO	Moers-Meerbeck	SK-SG	0,36	0,225	1984
total				13	

SK = Steinkohle; BK = Braunkohle; SG = Synthesegas; EG = Erdgas

2:1:1 beteiligt sind. Diese Anlage werde täglich aus 6000 t Kohle 1800 t leichtes Heizöl und 1,5 Mio m^3 Gas erzeugen. Im Erfolgsfalle könne diese Anlage nach 1990 auf die fünffache Leistung ausgebaut werden. Der Wechsel in der amerikanischen Präsidentschaft und die deutschen Haushaltsschwierigkeiten stellen die Realisierung dieses Vorhabens seit Beginn des Jahres 1981 in Frage.

In diesem Zusammenhang sei angemerkt, daß das amerikanische Repräsentantenhaus am 27. Juni 1980 das von dem Präsidenten vorgelegte Synthetic Fuels Project gebilligt hat, das die Regierung ermächtigt, in den nächsten fünf Jahren die Erzeugung von Benzin aus Kohle, Ölschiefer, Teersanden, Wasserstoff und Biomasse mit 20 Mrd $ zu fördern. Die US Synthetic Fuels Corp. soll bis 1987 eine Anlage zur Erzeugung von täglich 500000 Barrel (25 Mio t/a) Synthesebenzin errichten[72b].

(4) Bei planmäßiger Realisierung würden die vorgeschlagenen, in der Liste aufgeführten 13 Veredlungsanlagen (Nrn. 2 und 13 als Alternativen; andererseits ohne die oben genannten Projekte der Gelsenberg und Mobil Oil) jährlich 14 Mio t Steinkohle und 8 Mio t Braunkohle einsetzen. (Die Weltkohlestudie schätzt, daß die Bundesrepublik im Jahre 2000 zwischen 10 und 25 Mio t SKE Kohle veredeln wird.) Der Beitrag dieser synthetischen Kohlenwasserstoffe zur Energieversorgung Deutschlands sollte aber nicht überschätzt werden. Selbst wenn alle in

[72b] Dieses Projekt ist nun endgültig gescheitert. Am 24. Juni 1981 vereinbarten die Vertreter der drei beteiligten Regierungen in Bonn, das Projekt einzustellen. Japan beabsichtigt nunmehr, mit Australien zusammenzuarbeiten.

---

zu nebenstehender Liste:

[a] vom BMWi im Juli 1981 verworfen

[b] vom BMWi im Juli 1981 als vorrangig bezeichnet

[c] Saarbergwerke und Gelsenberg (BP) beabsichtigen bei einem solchen Projekt im Rahmen der Gesellschaft für Kohleverflüssigung zusammenzuarbeiten. Die Anlage, über die nicht vor 1983 entschieden wird, soll nunmehr 2,3 Mio jato Durchsatz erreichen und frühestens 1990 in Betrieb gehen.

[d] Die Deutsche Shell AG beabsichtigt nunmehr, eine wirtschaftliche Demonstrationsanlage zu bauen, die ab 1987 bei einem Durchsatz von 0,65 Mio jato Importkohle 0,43 jato Methanol herstellt. Die Leistung dieser Anlage soll später auf 5 Mio jato Durchsatz und 3 Mio jato Methanol gesteigert werden.

der Liste aufgeführten Projekte verwirklicht werden sollten, reicht die Erzeugung dieser Anlagen allenfalls aus, um 4% eines Bedarfs an flüssigen und gasförmigen Brennstoffen zu decken, der dem gegenwärtigen Verbrauch entspricht. Dabei ist zu bedenken, daß die von der Ruhrkohle bzw. der VEBA geplante Kohleverflüssigungsanlage (Nr. 2 oder 12 der Liste) 4 Mrd DM kosten soll, eine Raffinerie gleicher Leistung aber nur Investitionskosten von etwa 200 Mio DM verursachen würde.

In der Liste sind auch zwei Projekte für Veredlungsanlagen aufgeführt, die Braunkohle – insgesamt rund 8 Mio t jährlich – verwenden. Nach einer Erklärung des damaligen Bundesministers für Forschung und Technologie, V. Hauff, vom 21. August 1980 wird die Bundesregierung zeitlich vorrangig das als Nr. 6 in der Liste aufgeführte Vorhaben zur Vergasung von Braunkohle fördern. Diese und die andere Anlage könnten zur Not in Betrieb gehen – die Vergasungsanlage in 1990 und die Verflüssigungsanlage in 1992 – ohne die plangemäße Verwendung der Braunkohle zur Stromerzeugung zu beeinträchtigen[72c]. Es ist aber zu bedenken, daß eine Veredlung, vor allem eine Verflüssigung, unter Einsatz von Braunkohle technisch und wirtschaftlich ungleich günstiger ist als unter Einsatz von Steinkohle. Es läge daher nahe, die Braunkohle in stärkerem Umfange zu veredeln. Wie es in der Kabinettsvorlage für die am 31. Januar 1980 von der Bundesregierung getroffene Entscheidung über die Kohleveredlung heißt, wäre ein weiterer Ausbau der Veredlung von Braunkohle aber nur möglich bei Verminderung des Einsatzes von Braunkohle zur Verstromung. Im Ergebnis übereinstimmend stellten daher die beiden zuständigen Bundesministerien – das BMFT und das BMWi – fest, es wäre sinnvoll, die mit der Stillegung alter Braunkohlekraftwerke freiwerdenden Braunkohlemengen für die Veredlung einzusetzen. Dies setze aber einen Ersatz der ausfallenden Braunkohlekraftwerke durch Kernkraftwerke voraus (so U. Engelmann auf der

[72c] Wie P. Speich Anfang Juni 1981 mitteilte, beabsichtigt Rheinbraun in Hürth-Berrenrath noch 1981 mit dem Bau einer Anlage zur Vergasung von Braunkohle nach dem Winkler-Wirbelbett-Verfahren zu beginnen. Diese Anlage soll 1983/84 den Betrieb aufnehmen und 1987 ihre volle Kapazität erreichen: 2 Mio jato Braunkohle zur Erzeugung von 1 Mrd m^3 Synthesegas, das von der Raffinerie Union zu Methanol umgewandelt werden soll. Die in der Projektliste der Bundesregierung gleichfalls aufgeführte Anlage zur Erzeugung von künstlichem Erdgas ohne vorherige Methanisierung (hydrierende Vergasung) soll etwa 1990 in Betrieb gehen: Einsatz 5 Mio jato Braunkohle, Erzeugung 700 Mio m^3 künstliches Erdgas.

Informationstagung des Deutschen Atomforums am 21./22. Januar 1980 in Mainz[73]).

P. Speich (Zeitschrift für Energiewirtschaft 4/1979, S. 257) weist überzeugend auf die Vorteile für die Energieversorgung hin, wenn die Braunkohle – in einem längeren Umstellungsprozeß – nicht mehr verstromt sondern vergast oder verflüssigt wird und die Kernenergie die ausfallende Stromerzeugung aus Braunkohle übernimmt. Die folgenden Mengen an Braunkohleprodukten könnten durch die Übernahme der Stromerzeugung durch einen Kernkraftwerksblock der Größe von Biblis jeweils freigesetzt werden:

2 Mio t/a Methanol	
1,5 Mrd m^3/a SNG	bei konventioneller Erzeugung
2,3 Mrd m^3/a SNG	bei Einsatz von nuklearer Prozeßwärme
1 Mio t/a Kraftstoffe.	

(5) All dies belegt die Ansicht des Verfassers, die Erzeugung von Treibstoffen und Heizöl aus Kohle werde nicht durch die vergleichsweise hohen Gestehungskosten begrenzt, sondern deshalb, weil der erhebliche Zusatzbedarf an Kohle nur zu einem Teil gedeckt werden kann: Um aus Steinkohle 1 kg flüssigen Treibstoff (Benzin und Dieselöl) zu gewinnen, sind bei den bekannten großtechnischen Hydrierverfahren 3,6 kg Kohle erforderlich, und zwar 1,25 kg als Rohstoff für die Hydrierung, 1,31 kg zur Erzeugung des Wasserstoffs und 1 kg für die benötigte Prozeßwärme und den Druck. Bei einem angenommenen Jahresverbrauch der Bundesrepublik an Kohlewasserstoffen auf der Grundlage von Erdöl und Erdgas in einer Größenordnung von 194 Mio t Öleinheiten – OE – (wie im Jahre 1979) und einer angenommenen (verbesserten) Input-Output-Relation von 2,5 t SKE : 1,0 t OE[74] (für die Hydrierung sind derzeit 3,6 : 1 angesetzt) wären zur Gewinnung nur eines Fünftels der genannten Jahresmenge durch Kohleveredlung insgesamt 97 Mio t SKE Einsatzkohle erforderlich, eine Menge, die zu vergleichen ist mit dem 1979 in der Bundesrepublik erreichten Gesamtverbrauch von Stein- und Braunkohle von 114 Mio t SKE.

Vor allem aus diesem Grunde ist es geboten, die nukleare

[73] Vgl. H. Michaelis (Hrsg.), Existenzfrage Energie, Düsseldorf 1980, S. 104.

[74] Errechnet als gewogenes Mittel aus den Umstellungsrelationen 2,9 t SKE : 1,0 t OE für Kohleöl und 2,3 t SKE : 1150 bis 1250 m^3 SNG oder 1,0 t OE für synthetisches Erdgas.

1t SKE Steinkohle

Nukleare Prozeßwärme

Kraftwerk | Hydrierung | Autotherme Vergasung | Nukleare Vergasung | Direkt-feuerung

3000 KWh | 0,35t flüssige Brenn-u. Kraftstoffe | 500-550m³ SNG | 740-810m³ SNG | 1t SKE

Vorhandenes Erdgasnetz

Nutzbare Wärme beim Endverbraucher

33% | 45% | 55% | 81%* | 74%**

* ohne Berücksichtigung der nuklearen Prozeßwärme

** Direktfeuerung wegen hoher Umweltbelastung nur in sehr beschränktem Maße möglich

Abb. 60: Wirkungsgrade verschiedener Prozesse der Umwandlung von Kohle (nach Ruhrgas)

Prozeßwärme weiter zu entwickeln. In einer ersten Phase könnte diese die für die Kohleveredlung benötigte Wärme beisteuern und in einer zweiten, späteren Phase den Bedarf an Einsatzkohle durch einen Beitrag zur Erzeugung des benötigten Wasserstoffs weiter vermindern. Es sollte auch berücksichtigt werden, daß auf diese Weise der CO_2-Ausstoß in die Atmosphäre in wesentlich engeren Grenzen gehalten wird.

(6) Aufgrund der vorstehenden Fakten und Daten bietet sich in dem Substitutionsfünfeck Erdöl – Erdgas – Steinkohle – Braunkohle – Kernenergie die folgende nach Prioritäten geordnete Strategie an (vgl. dazu Abb. 60):

- Ersatz von in der industriellen Produktion verwendetem leichtem Heizöl und von Erdgas durch Steinkohle;
- Substitution von schwerem Heizöl bei der Stromerzeugung – im Rhythmus vornehmlich bestimmt durch den Ausbau der Crackmöglichkeiten;
- Substitution von Erdgas bei der Stromerzeugung – zunächst ausgelöst durch das Auslaufen von Erdgas-Bezugsverträgen (z.B. Meppen);
- Veredlung von Braunkohle – vorzugsweise Verflüssigung;
- Veredlung von Steinkohle – vorzugsweise Vergasung.

Bei der Vorstellung des 13 Mrd DM-Kohleveredlungsprogramms am 30. Januar 1980 stellten die Bundesminister für Wirtschaft und für Forschung und Technologie übereinstimmend fest, im Vergleich zur Kohleveredlung bleibe die Verdrängung des schweren Heizöls in Industrie und in Kraftwerken durch Kohle und die Konversion des dadurch freiwerdenden schweren Heizöls in Benzin und leichtes Heizöl immer noch der schnellere und kostengünstigere Weg mit einem Potential von etwa 20 Mio jato SKE.

Für die bei diesen Umstellungen ausfallende Stromerzeugung aus schwerem Heizöl, Erdgas, Steinkohle und Braunkohle wären Kernkraftwerke zu bauen[75]. Parallel dazu ist die nukleare Prozeßwärmeerzeugung zu entwickeln.

3.7.3 Das Potential des Hochtemperatur-Reaktors

Die Industrie, vor allem die Chemie, benötigt große Mengen Wärme hoher Temperatur. Leichtwasser-Reaktoren erreichen nur eine Kühlmittel-Austrittstemperatur von etwa 300° C (DWR 316° C, SWR 286° C) und kommen zur Bereitstellung von Wärme nur begrenzt in Betracht[76]. Immerhin plante die BASF in Ludwigshafen, einen 2000 MW_{th}-Druckwasser-Reaktor auf ihrem Werksgelände zu errichten, der über eine Gegendruck-Turboanlage Prozeßdampf und Elektrizität erzeugen sollte[77]. Die Genehmigung dieses Vorhabens wurde für zu-

[75] Die Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) stellt in der im Sommer 1980 vorgelegten Studie »Wärme 2000« fest, daß – vornehmlich auf Kernenergiebasis erzeugte – Elektrizität in der Bundesrepublik im Jahre 2000 insgesamt 26 Mio t Mineralöl – das entspricht 37 Mio t SKE – bei der Wärmeversorgung ersetzen könnte.

[76] Hier sei darauf hingewiesen, daß in der Sowjetunion ein umfangreiches Programm angelaufen ist, um die Kernenergie für Heizzwecke zu nutzen. Nach einer Meldung vom Juni 1980 wird in Woronesch eine Prototyp-Anlage für ein Kernheizwerk errichtet. Diese Anlage erhält zwei Druckwasser-Reaktorblöcke mit je 500 MW_{th} Leistung, ausreichend zur Wärmeversorgung einer Stadt von 400000 bis 500000 Einwohnern. Eine ähnliche Anlage soll in Gorki errichtet werden. Zeitweilig wurde erwogen, in Grenoble einen 100 MWth-Fernwärme-Reaktor mit der Bezeichnung »Thermos« zu bauen. Dieser Plan wurde inzwischen aufgegeben. Andererseits entwickelt die kanadische AECL einen kleinen ferngesteuerten Schwimmbad-Reaktor von 20 kWth Leistung mit der Bezeichnung »Slowpoke«, der große Verwaltungs-, Geschäfts- und Industriegebäude beheizen soll.

[77] Der Zweite Hauptsatz der Thermodynamik (vgl. S. 767) erlaubt nur, maximal 40% der in Dampfkraftwerken erzeugten Wärme in elektrische Arbeit zu verwandeln; der Rest fällt als Abwärme an, die wegen ihres niedrigen Temperaturniveaus nur recht beschränkt genutzt werden kann. Höhere Abwärmetempera-

nächst zwei Jahre, dann aber weiter zurückgestellt, um die mit dem stadtnahen Standort zusammenhängenden Sicherheitsaspekte im Rahmen eines Forschungsprogramms prüfen zu können, schließlich aber aufgegeben, obwohl der Einbau einer integrierten Berstsicherung vorgesehen war. Nunmehr wird in längerfristiger Planung erwogen, den benötigten Dampf von einem Kernkraftwerk, das ein EVU betreibt, zu beziehen.

Zur Bereitstellung von Prozeßwärme eignen sich heliumgekühlte Hochtemperatur-Reaktoren wesentlich besser, ja, es scheint so, daß die Bereitstellung nuklearer Wärme hoher Temperatur diesen Reaktoren vorbehalten sein wird. Sie erreichen Kühlgas-Austrittstemperaturen von etwa 750° C, so der 300 MWe-THTR-Prototyp in Uentrop/Westfalen. Die Möglichkeit einer Erhöhung der Helium-Austrittstemperatur auf 950° C wird seit Februar 1974 im Hochtemperatur-Versuchsreaktor in Jülich erfolgreich demonstriert.

Hochtemperatur-Reaktoren sind damit nicht nur geeignet zur Erzeugung von Elektrizität und von Fernwärme für industrielle und Raumheizungszwecke, sondern auch – als einziges Reaktorsystem – zur Bereitstellung von Prozeßdampf auf hohem Temperaturniveau für endotherme (wärmeaufnehmende) Prozesse. Einsatzbereiche für großtechnische Zwecke sind in erster Linie

- die hydrierende Vergasung von Braunkohle zu »Synthetic Natural Gaz« (SNG);
- die Wasserdampfvergasung von Kohle und Restkoks zu Wasserstoff und Kohlenoxyd für eine indirekte Verwendung mit vorgeschalteter

  Teilmethanisierung zu Stadtgas,
  Methanisierung zu SNG,
  Konvertierung zu Wasserstoff und
  Methanolsynthese zu Methanol

  sowie direkter Verwendung als Eisenerzreduktionsgas;
- die Methanspaltung im Rahmen eines Fernwärmesystems;
- die thermische Wasserspaltung.

Bei diesen und anderen Prozessen könnte nuklear erzeugte Wärme diejenige Wärme substituieren, die bisher noch die ein-

turen erreicht man dadurch, daß die Dampfentspannung abgebrochen wird, bevor der wirtschaftliche Kondensationsdruck von 0,05 bar erreicht ist. Damit stünde Dampf jeder gewünschten Qualität für Raumheizung oder industrielle Prozesse zur Verfügung. Diese Wärme-Kraft-Kopplung kann durch Gegendruckmaschinen oder durch Entnahme-Kondensationsturbinen verwirklicht werden.

gesetzten Ausgangsstoffe – Kohle und Kohlenwasserstoffe – durch Verbrennung selbst beisteuern müssen. Eine energiewirtschaftlich gebotene bessere Nutzung der Ausgangsstoffe wäre damit erreicht. Auch zur großtechnischen Erzeugung einiger chemischer Grundstoffe ist der Einsatz nuklearer Prozeßwärme erfolgversprechend. Das gilt z.B. für die Erzeugung von Äthylen, einem wichtigen Ausgangsstoff für die Herstellung von Kunststoffen.

3.7.4 Preis- und Kostenperspektiven

In der Bundesrepublik liegt gegenwärtig (Mitte 1981) der Preis ab Raffinerie für schweres Heizöl bei 500 DM/t einschließlich 15 DM/t Heizölsteuer und für leichtes Heizöl bei 660 DM/t einschließlich 10 DM/t Heizölsteuer (289 US-$/t für das Gas Oil No 2 Fuel (0,5% S) frei Leichter im Juli 1981 in Rotterdam). Der Erdgaspreis wird sich auf mittlere und längere Sicht in der Nähe des Preises für leichtes Heizöl einpendeln[78]. Der Preis für heimische Steinkohle beträgt seit dem 1. März 1981 ab Zeche 33 DM/Gcal oder 230 DM/t SKE (vgl. S. 404), der für schweres Heizöl 41 bis 46 DM/Gcal oder 290 bis 320 DM/t SKE. Zu niedrigeren Wärmepreisen sind derzeit nur die in begrenzten Mengen disponiblen Brennstoffe erhältlich, vor allem die Braunkohle und die Einfuhrkohle.

Dieses gegenwärtige Preisniveau ist zu vergleichen mit folgenden vor der »Ölkrise« im Herbst 1973 registrierten typischen Wärmepreisen ab Hersteller:

Steinkohle	13,– DM/Gcal (90 DM/t SKE)
Braunkohle	5,– DM/Gcal (35 DM/t SKE)
Erdgas	7,50 DM/Gcal (53 DM/t SKE)
schweres Heizöl	9,– DM/Gcal (63 DM/t SKE)

An den hier genannten Preisen zwischen 35 und 45 DM/Gcal (Preisbasis Mitte 1981) sollten sich die Überlegungen über die Entwicklung von Verfahren zur Bereitstellung nuklearer Prozeßwärme orientieren.

Es ist noch zu früh, verläßliche Angaben zu machen über die Kosten der Erzeugung und Bereitstellung nuklearer Prozeß-

[78] Die Erdgasexporteure streben an und sind auf dem besten Wege, den Erdgaspreis an den Rohölpreis anzupassen. Bei fortbestehendem Preisvorsprung des Rohöls vor dem schweren Heizöl (Mitte 1981: 580 bis 630 gegen 450 bis 500 DM/t) wird eine Verstromung von Erdgas vollends unrentabel werden. Bei 18% Erdgasanteil an der deutschen Stromerzeugung dürfte die dann zu erwartende Umstellung einige Schwierigkeiten verursachen.

wärme in industriellem Maßstab. Alle Kostenvorausschätzungen zeigen aber, daß die gegenwärtig diskutierten Verfahren bei den Mitte 1981 registrierten Preisen für fossile Wärme Aussicht haben, im Zeitpunkt ihrer technologischen Reife und industriellen Realisierbarkeit wettbewerbsfähig zu werden. Sehr wahrscheinlich wird es auch möglich sein, dem Wettbewerbsdruck aus einer begrenzten Senkung der Preise für konventionell erzeugte Wärme standzuhalten. Man sollte sich aber darüber im klaren sein, daß auf hohe Ölpreise in Zukunft ebenso wenig Verlaß ist wie auf niedrige Ölpreise in der Vergangenheit.

Wie sehr diese Überlegungen zeitweilig die energiepolitischen Diskussionen bestimmt haben, zeigt der Vorschlag des amerikanischen Außenministers H. Kissinger vom 4. Februar 1975 an die übrigen industriellen Energieverbraucherländer, man solle zum Schutz der heimischen Energiegewinnung und -entwicklung Mindestpreise für Importöl festsetzen und die erwarteten Differenzen zu den tatsächlichen Einfuhrpreisen durch Schutzzölle oder ähnliche Abgaben ausgleichen. Zur Einführung eines solchen Mindestpreises ist es aber nicht gekommen.

3.7.5 Für den Einsatz nuklearer Wärme in Betracht kommende Prozesse

(1) Von besonderem Interesse ist der Einsatz nuklearer Wärme, um Primärenergie – Steinkohle, Braunkohle, Rohöl oder Erdgas – zu veredeln. Vor allem drei Prozesse seien hier aufgeführt, die bei der auf Sicht mit Hochtemperatur-Reaktoren wohl erreichbaren Kühlmittel-Austrittstemperatur von 950° C ablaufen könnten.

(a) *Die Spaltung von Methan* (CH_4), dem Hauptbestandteil (80 bis 100%) des Erdgases: Bei diesem Prozeß wird ein Gemisch aus Methan und Wasserdampf in einem durch Hochtemperatur-Reaktorwärme auf 950° C beheizten Röhren-Spaltofen in ein Synthesegas – ein variables Gemisch aus Wasserstoff (H_2), Kohlendioxyd (CO_2), Methan (CH_4) und Wasser (H_2O) – verwandelt. Das Kohlendioxyd kann aus dem Gasgemisch herausgewaschen und das Methan kann abgeschieden und in den Kreislauf zurückgeführt werden. Auf diese Weise wird am Ende eines Reinigungsverfahrens der Wasserstoff oder auch ein Synthesegas mit gemischter Zusammensetzung isoliert. Diesem Prozeß liegen die beiden folgenden Reaktionen zugrunde:

$$CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3\,H_2 \quad - 49\ \text{kcal/mol}$$
$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2 \quad + 10\ \text{kcal/mol}$$

Abb. 61: Schema der Erdgasspaltung (Nach: K. H. Bode.)

Nach der Wärmeabgabe an den Röhren-Spaltofen wird das nunmehr auf 750° C abgekühlte Helium in eine nachgeschaltete Gasturbine geleitet und danach mit 400° C in den Reaktor zurückgeführt. Das vollständige Schema zeigt Abb. 61.

(b) *Die Kohlevergasung.* Um Stein- oder Braunkohle als Ausgangsstoff verwenden zu können, muß der soeben beschriebene Kreislaufprozeß erweitert werden. Zu diesem Zweck wird der erzeugte Wasserstoff dazu benutzt, die eingesetzte Kohle nach der Formel

$$C + 2\,H_2 \rightarrow CH_4 \qquad + 18 \text{ kcal/mol (exotherm)}$$

unter Druck zu vergasen (hydrierende Vergasung). Das erzeugte Methan wird alsdann in den Kreislauf zurückgeführt und wie oben beschrieben gespalten. Bei diesem Prozeß gestattet der Einsatz nuklearer Wärme, auf etwa ein Drittel der bei autothermer Vergasung benötigten Kohle zu verzichten.

Die Vergasung von Kohle mit Hilfe von Wasserdampf anstelle von Wasserstoff nach den Formeln

$$C + H_2O \rightarrow CO + H_2 \qquad - 28 \text{ kcal/mol (endotherm)}$$
$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2 \qquad + 10 \text{ kcal/mol (exotherm)}$$

kann als selbständiger Prozeß auch in absehbarer Zeit noch nicht mit nuklearer Wärme realisiert werden, da dazu rund 1200° C erforderlich sind.

(c) *Das Hydrocracking von schwerem Heizöl.* Der beschriebene Prozeß der Methanspaltung kann auch zum »Cracken«

von schwerem Heizöl genutzt werden, d.h. zur Aufspaltung der großen Kohlenwasserstoff-Moleküle des Schweröls in die kleineren Moleküle niedrig siedender Fahrbenzine mit hoher Oktanzahl und von Methan. Zu diesem Zweck wird schweres Heizöl mit Hilfe von Wasserstoff in einer Hydrocrack-Anlage in flüssige und gasförmige Kohlenwasserstoffe umgewandelt, die dann in einer Destillierkolonne getrennt werden. Der benötigte Wasserstoff wird durch Einsatz nuklearer Wärme aus Methan gewonnen. Nach Abtrennung des Schwefelwasserstoffs (H_2S) wird das restliche Crackgas wieder in den Kreislauf zurückgeführt.

(d) *Andere Prozesse.* Zwei weitere Prozesse sind auch schon bei vergleichsweise niedrigen Temperaturen realisierbar: ein thermoelektrischer Prozeß zur *Wasserdampfvergasung von Steinkohle,* bei welchem durch nukleare Wärme Wasserdampf auf etwa 700° C erhöht und die zusätzlich benötigte Wärme elektrisch erzeugt wird, und sodann das von der VEW (Vereinigte Elektrizitätswerke) vorgeschlagene *Kohle-Umwandlungsverfahren,* bei welchem fein gemahlene Steinkohle in einem Wirbelbett mit Hilfe von nuklearer Prozeßwärme von 700 bis 750° C vergast wird. Für diese beiden Prozesse reichen zur Zeit bereits beherrschbare Heliumtemperaturen im Primärkreislauf am Reaktoraustritt von 850° C aus.

Zur großtechnischen Verwirklichung der beschriebenen Prozesse ist noch erforderlich, die Hochtemperatur-Reaktoren auf höhere Kühlmittel-Austrittstemperaturen hin weiter zu entwickeln und die konventionell bereits beherrschten Verfahren den Kühlmittelbedingungen dieser Reaktoren anzupassen. Das dürfte innerhalb von zehn bis fünfzehn Jahren möglich sein.

Häufig versprechen die beschriebenen Verfahren auch deshalb ein hohes Maß an Wirtschaftlichkeit, weil für die Prozeßwärme nur das Temperatur-Intervall zwischen 950 und 750° C genutzt und die verbleibende Wärme bis 400° C in einer nachgeschalteten Dampfturbine verwertet wird (Abb. 62).

(2) In die weitere Zukunft weisen die Bemühungen, unter Einsatz nuklearer Wärme *Wasserstoff* unmittelbar aus Wasser zu gewinnen. Früher kostete in herkömmlicher Weise erzeugter Wasserstoff (Steam-Reforming von Methan oder Benzin, Cracken von Bunkeröl und Spaltung von Kokereigas bei niedrigen Temperaturen) um 6,5 DPfg/m^3 H_2. Rund drei Viertel der Kosten werden für die benötigte Wärme aufgewandt, die in diese Kostenrechnungen mit 9,– DM/Gcal eingeht. Bei 35 bis 45

Abb. 62: Nutzungsmöglichkeiten der Reaktorsysteme. (Nach: H. Krämer und H. V. Schlenker, atomwirtschaft, Januar 1975).

DM/Gcal werden sich die Erzeugungskosten wenigstens verdreifachen.

Bei dieser Lage gaben die zunehmenden Schwierigkeiten einer ausreichenden, regelmäßigen, sicheren und preiswerten Versorgung mit fossilen Brennstoffen Veranlassung zu überlegen, ob es nicht möglich sei, ein Verfahren zu entwickeln, um Wasser mit Hilfe nutzbarer Wärme ohne Zuhilfenahme von Reduktionsmittler (Kohle oder Kohlenwasserstoffe) unmittelbar chemisch zu spalten. Zur direkten thermischen Aufspaltung des Wassers ist eine Temperatur von 2500 bis 3000° C erforderlich. Das ist mit nuklearen Mitteln auf absehbare Zeit nicht zu erreichen. Bei einem nuklear erreichbaren Temperaturniveau scheint es dagegen möglich, das Wassermolekül in mehreren stufenweise aufeinanderfolgende Reduktionszyklen zu zerspalten. Dabei denkt man an einen endothermen (wärmeaufnehmenden) Kreisprozeß folgender Struktur:

1. Reaktion: $H_2O + X = XO + H_2$
2. Reaktion: $XO + Y = XY + \frac{1}{2} O_2$
3. Reaktion: $XY = X + Y$

Darin sind X und Y Reaktionsmittler, die in der 3. Reaktion getrennt und dann wieder in den Kreisprozeß eingeführt werden.

An der Entwicklung solcher Verfahren, die wirtschaftlich zu werden versprechen, arbeiten viele Stellen, so die Technische Hochschule Aachen, die Kernforschungsanlage Jülich, die Gemeinsame Kernforschungsanlage der Europäischen Atomgemeinschaft in Ispra/Oberitalien (hier u.a. das »Mark-9-Verfahren« mit $FeCl_2$ und Cl_2 als Reaktionsmittlern), das amerikanische Argonne National Laboratory, General Electric und Gaz de France (hier das »Hat-Verfahren« mit K_2O_2 und K als Reaktionsmittlern). Diese Entwicklungen verdienen besonderes Interesse, da Wasserstoff der in jeder Hinsicht umweltfreundlichste und damit für die Zukunft wahrscheinlich interessanteste Brennstoff ist. Bei seiner Verbrennung entsteht lediglich Wasser.

(3) Nach dem Vorschlag von R. Schulten könnte auch daran gedacht werden, auf der Grundlage von nuklearer Wärme ein großräumiges wärmewirtschaftliches Verbundsystem, etwa für das Ruhrgebiet, zu schaffen. Zu diesem Zweck sollte unter Einsatz von etwa 70% Steinkohle oder Braunkohle und etwa 30% nuklearer Wärme durch Kohlevergasung ein Synthesegas erzeugt und in einem Rohrleitungssystem verteilt werden, so daß es für chemische und metallurgische Zwecke breit verfügbar wäre. Insbesondere auch für die Stahlindustrie könnte ein solches Versorgungssystem von Bedeutung sein (s. S. 537ff.).

Von besonderem Interesse ist ein unter Leitung von R. Schulten in der Kernforschungsanlage Jülich entwickeltes Verfahren zum Transport latenter Wärme in Gasform, das auf dem reversiblen Prozeß

$$CH_4 + H_2O \rightleftarrows 3\,H_2 + CO$$

aufbaut: Die unter Einsatz nuklearer Wärme in der (wärmeaufnehmenden) »Einzelspaltrohr-Versuchs-Anlage« – EVA – aus CH_4 und H_2O erzeugten Gase H_2 und CO werden durch ein Pipeline-System zu einer (wärmeabgebenden) Anlage mit der Bezeichnung ADAM (Anlage mit drei adiabaten Methanisierungsreaktoren) transportiert und dort unter Abgabe von H_2O

und 18 kcal/mol Wärme zu CH_4 verbunden. Das CH_4 wird durch eine andere Pipeline zur Anlage EVA zurücktransportiert und dort unter Zuführung von H_2O erneut gespalten. Bei Temperaturen oberhalb 600° C läuft die Versuchsanlage Eva I/ Adam I seit 1979 zufriedenstellend. Seit April 1981 ist eine größere Demonstrationsanlage – Eva II/Adam II – in der Phase der Inbetriebnahme.

3.7.6 Verwendung nuklearer Wärme zur Stahlerzeugung

Kein anderer Industriezweig hat für seine Werkskomplexe einen so hohen Energiebedarf wie die Eisenhüttenindustrie. Man kann davon ausgehen, daß die Rohstahlkapazität eines wirtschaftlichen Eisenhüttenwerks zukünftig mindestens 6,5 Mio t jährlich betragen muß. Das sowjetische Eisenhüttenkombinat Kriwoi Rog weist eine Rohstahlkapazität von 22 Mio t pro Jahr auf. Vier europäische Küstenstahlwerke – Ijmuiden, Dünkirchen, Fos und Tarent – erreichen zusammen eine Kapazität von 40 Mio jato. Einschließlich der für die Reduktion der Kohle aufzuwendenden Energie liegt der Gesamtenergiebedarf eines Hüttenwerks von 6 Mio jato Rohstahlkapazität bei 4000 MW_{th}. Ohne die Reduktionsenergie bleibt immerhin noch ein Bedarf von 2500 MW_{th}, das entspricht größenordnungsmäßig der Leistung eines Leichtwasser-Kraftwerks von 1300 bzw. 800 MWe. An den Einsatz der Kernenergie zur Erzeugung von Stahl zu denken, liegt daher nahe.

Moderne Hochöfen benötigen zur Erzeugung von einer Tonne Roheisen etwa 500 kg Koks. Dieser Verbrauch läßt sich durch das heute schon praktizierte Einblasen von Öl auf 350 kg und zukünftig durch Einblasen von möglicherweise nuklear aufgeheiztem Reduktionsgas auf 250 kg senken. Dagegen erlaubt das in der ersten technischen Anwendung befindliche Verfahren der Direktreduktion von Eisenerz zu Eisenschwamm, auf Koks überhaupt zu verzichten. Der Eisenschwamm, dessen Gehalt an Schwefel und Kohlenstoff geringer ist als bei dem im Hochofen gewonnenen Roheisen, müßte sodann im Elektroofen zu Roheisen »gefrischt« werden.

Die Verteuerung der Versorgung mit Koks und anderen fossilen Brennstoffen begründet das Interesse an der Entwicklung eines Verfahrens der Direktreduktion unter Verwendung nuklearer Wärme. Mittelfristig erfolgversprechend ist eine direkte Eisenerzreduktion mit einem Reduktionsgas, das durch nuklea-

re Wärme erzeugt wird. Dieses Verfahren liefe in drei gekoppelten Prozessen ab:

- Das Reduktionsgas – in erster Linie kommt Kohlenmonoxyd oder Wasserstoff in Betracht – wird mit Hilfe von Hochtemperatur-Reaktorwärme von 900 bis 950° C aus Methan gewonnen (s. S. 532).
- Durch das in einem Wärmeaustauscher auf 800° C aufgeheizte Reduktionsgas wird das Eisenerz zu Eisenschwamm reduziert.
- Die Restwärme des Reduktionsgases wird durch einen nachgeschalteten Dampfkraftprozeß zur Elektrizitätserzeugung genutzt. Der so erzeugte Strom kann für die Elektroöfen und anderweit im Stahl- und Walzwerk Verwendung finden.

Das Verfahrensschema zeigt Abb. 63.

Soll anstelle des Reduktionsgases ein festes Reduktionsmittel, etwa Steinkohle oder Braunkohle, Verwendung finden, so ist eine vorläufig nuklear noch nicht erreichbare Temperatur von 1200° C erforderlich.

Abb. 63: Zweiräumige Eisenerzreduktion mit Wärme eines heliumgekühlten Hochtemperaturreaktors. (Nach: W. Wenzel.)

3.7.7 Vorbereitung der industriellen Anwendung nuklearer Prozeßwärme

(1) In der Folge der Ölkrise im Herbst 1973 und, mehr noch, der Irankrise 1979/80 wurde offenbar, wie dringend erforderlich es ist, Mineralöl auch außerhalb des Bereichs der Elektrizitätswirtschaft durch andere Energie und hier vor allem auch durch Kernenergie zu ersetzen. Die gegenüber dem Stand vor der Ölkrise mehr als verdreifachten Wärmepreise von gegenwärtig (Herbst 1981) 35 bis 45 DM/Gcal sind so hoch, daß nach sachverständiger Meinung die erwarteten Kosten für die Erzeugung nuklearer Prozeßwärme deren Wettbewerbsfähigkeit zum Einsatzzeitpunkt gewährleisten.

Die Kernforschungsanlage Jülich hat für die Bundesrepublik die Möglichkeiten abgeschätzt, Prozeßwärme auf dem Wärmemarkt einzusetzen. Danach könnten im Jahre 2000 40 Mio t SKE/a und im Jahre 2025 120 Mio t SKE/a an Prozeßwärme durch 10 SNG-Anlagen (je 3000 MW_{th}) im Jahr 2000 und 32 SNG-Anlagen im Jahr 2025, bereitgestellt werden.

Noch im Vierten (im Frühjahr 1974 verkündeten) Atomprogramm der Bundesrepublik Deutschland für die Jahre 1973 bis 1976 nahm die nukleare Prozeßwärme nur einen bescheidenen Platz ein. Vorgesehen waren 20 Mio DM für ein Gemeinschaftsprojekt der KFA Jülich, der Bergbauforschung Essen und der Rheinischen Braunkohlewerke AG Köln zur Entwicklung von Verfahren zur Umwandlung von Braun- und Steinkohle durch HTR-Wärme. Ziel waren (und sind) baureife Unterlagen für großtechnische Anlagen zur Erzeugung von Methan, Synthesegas und reinem Wasserstoff.

(2) Alle Beteiligten waren sich damals einig, daß dieses Programm den aus der geänderten Energieversorgungslage resultierenden Erfordernissen stärkerer Anstrengungen zur Entwicklung von Prozeßwärmeverfahren nicht gerecht wird. Daher sind zwei Initiativen zur Ausweitung, Straffung und Verstärkung dieses Programms von Interesse:

Acht deutsche Unternehmen und Organisationen des Kohlenbergbaus, der Stahlindustrie und des Kernkraftwerkbaus gründeten am 19. Februar 1974 die ANP (Arbeitsgemeinschaft Nukleare Prozeßwärme). Beteiligt sind die Bergbauforschung GmbH., Essen, die Fried. Krupp GmbH., Essen, die GHT (Gesellschaft für Hochtemperatur-Reaktor-Technik mbH.), Bergisch Gladbach, die Klöckner-Werke AG., Duisburg, die

Korf Stahl AG., Baden-Baden, die Kraftwerk Union AG., Mülheim/Ruhr, die Rheinischen Braunkohlenwerke AG., Köln, und die STEAG AG., Essen.

Die ANP schlug in einem im Januar 1974 vorgelegten Memorandum ›Nukleare Prozeßwärme‹ in erster Linie vor, im Rahmen eines 1974 bis 1982 laufenden umfassenden Forschungs- und Entwicklungsprogramms, das mit insgesamt 1450 Mio DM aus öffentlichen Mitteln unterstützt werden sollte, eine Demonstrationsanlage zur Nutzung nuklearer Prozeßwärme – NWP – unter Verwendung eines HTR mit 950° C, später 1050° C Heliumtemperatur am Reaktoraustritt und etwa 750 MW thermischer Leistung zu bauen. Diese Anlage sollte 1982 in Betrieb gehen.

Die von der HRB (Hochtemperatur-Reaktorbau-GmbH.) in Mannheim (Muttergesellschaften BBC, Mannheim 55%, Gulf General Atomic, San Diego, und Royal Dutch/Shell-Gruppe, Den Haag und London, je 22,5%) im Juni 1973 und Januar 1974 vorgelegten Memoranden zur Erzeugung und Anwendung und frühzeitiger Markteinführung nuklearer Prozeßwärme gingen noch einen Schritt weiter. Es wurde vorgeschlagen, gleichfalls im Rahmen eines umfangreichen Forschungs- und Entwicklungsprogramms für Brennelemente, Materialien und Komponentenerprobung einen zunächst auf 850° C Heliumtemperatur beim Reaktoraustritt ausgelegten Prozeßwärmereaktor mit 2000 MW thermischer Leistung 1977 in Auftrag zu geben und 1983 in Betrieb zu nehmen, also die von der ANP vorgeschlagene Prototypphase zu überspringen. Nach damaliger Auffassung der HRB war ein solcher Sprung möglich, weil weitgehend das Konzept der in den Vereinigten Staaten bereits marktgängigen HTR-Stromerzeugungsanlagen übernommen werden konnte. Spätestens in der anschließenden Phase der Weiterentwicklung könnten dann die Kühlmittelaustrittstemperaturen auf 950° C angehoben werden.

Beide Memoranden betonen, die Aufgabe, nukleare Prozeßwärmeanlagen zu entwickeln, sei so weit gespannt und so anspruchsvoll, daß nur durch Zusammenfassung und Koordination des vollen vorhandenen Potentials von Industrie und Forschung das Ziel in angemessener Zeit und mit angemessenen Kosten zu erreichen sei. Eine Zusammenarbeit der beiden Gruppen wurde daher von beiden Seiten ins Auge gefaßt. Am 28. Februar 1975 kam es dann auch zur Unterzeichnung eines ›Memorandum of Understanding‹ zwischen HRB und GHT.

(3) Vor allem zwei Umstände haben den weiteren Fortgang auf diesem Gebiete geprägt: einmal die Rückschläge, die die Entwicklung des HTR in den Vereinigten Staaten erlitt, insbesondere die Stornierung der der General Atomic erteilten Aufträge auf leistungsstarke HTR-Kraftwerke, und sodann die Verzögerungen beim Baufortschritt des THTR 300 in Uentrop, in erster Linie darauf zurückzuführen, daß dieses Prototyp-Kraftwerk den Bedingungen für normale, ohnehin langwierige Genehmigungsverfahren in vollem Umfange unterworfen ist und sich dabei eine Fülle von nachträglichen Auflagen und Konzeptänderungen ergab (vgl. S. 472ff.). Unter diesem Zwang fanden sich die Verantwortlichen – BMFT Bonn, KFA Jülich, HRB Mannheim und GHT Bergisch-Gladbach – im Sommer 1978 zu einer neuen, dann Ende 1980 und Anfang 1981 grundlegend geänderten Orientierung der Entwicklung zusammen, die im Gesamtkontext auf S. 476 dargestellt ist. Hier ist die Vereinbarung von Interesse, daß die für die Erzeugung sowohl von Elektrizität als auch von Prozeßwärme vorgesehene Prototypanlage von nunmehr 900 MWe in der zweiten Hälfte der 80er Jahre im Bau begonnen werden soll.

Wegen der haushaltsbedingten Finanzierungsschwierigkeiten wurde im Sommer 1981 anstelle des 900 MWe-HTR ein – nur halb so großer 450 MWe-HTR in Aussicht genommen. Bei Redaktionsschluß für dieses Kapitel (Herbst 1981) ist aber noch völlig offen, ob es zur Realisierung eines solchen Projektes kommen wird. Dabei spielt auch eine Rolle, daß die Steinkohleveredlung im Jahre 1981 weniger dringlich gesehen wird als ein oder zwei Jahre vorher. Zudem wird überlegt, ob, soweit Einfuhrkohle in Betracht gezogen wird, es nicht vernünftiger wäre, die Kohle im Förderland zu vergasen oder zu verflüssigen.

Angesichts des Zeitverzuges sei daran erinnert, daß der beim Bundesministerium für Forschung und Technologie eingesetzte Beratungsausschuß »Nukleare Prozeßwärme« bereits im April 1975 empfahl, die Entwicklung dieser Anwendungsform der Hochtemperatur-Reaktoren zu intensivieren, weil, wie es heißt,

- der Einsatz der nuklearen Prozeßwärme (z.B. zur Kohlevergasung) zur Erhöhung der Sicherheit der Energieversorgung beitragen würde und einen Beitrag zur Preisstabilisierung auf dem Energiemarkt leisten könnte,
- die Wettbewerbsfähigkeit und Exportfähigkeit der deutschen Industrie durch die Entwicklung dieser Technologien erhöht würde und

• langfristig der Einsatz weiterer neuer Technologien (z.B. Wasserspaltung) erst auf der Basis der jetzt zu entwickelnden Technologie nuklearer Prozeßwärme möglich wäre.

Mit dem Projekt einer *Industrieanlage Kohlevergasung Ruhr* ist die Planung für einen Einsatz nuklearer Prozeßwärme in einen umfassenden Rahmen gebracht worden. Es ist zunächst vorgesehen, eine autotherme Vergasungsanlage auf der Basis des »Lurgi-Druckvergasungs-Verfahrens Ruhr 100« mit einem Steinkohlekraftwerk für die erforderliche Strom- und Prozeßdampferzeugung zu verbinden. Diese Anlage soll später durch zwei weitere, nicht autotherme »Vergasungsstraßen« erweitert werden. Ein Hochtemperaturreaktor (HTR) wird in der endgültigen Realisierungsphase nicht nur die Versorgung mit Strom- und Prozeßdampf der beiden zugebauten Vergasungsstraßen, sondern auch der ursprünglichen Vergasungsanlage übernehmen und das Steinkohlekraftwerk für andere Versorgungsaufgaben freistellen.

3.8 Neue Energien

Die Ölkrise im Herbst 1973, das weitgehend verbreitete Unbehagen gegenüber der Kernenergie und zuletzt die Irankrise 1979 haben den Bemühungen Auftrieb gegeben, »neue Energien« – Renewables – als Alternativen zur fossilen und Kernspaltungsenergie zu entwickeln. Neben der bereits abgehandelten Energiegewinnung aus Kernverschmelzungsprozessen (s. S. 102ff.) wird vornehmlich die Nutzung der folgenden regenerativen Energiequellen diskutiert: Wind, Meer, Erdwärme und Sonnenstrahlung unter Einschluß der »Biomasse«[79]. Die Gesamt-

[79] Gemäß einer im Mai 1980 gegebenen Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage im Bundestag (Bundestagsdrucksache 8/3869) erreichten im Jahr 1979 die Energieforschungsausgaben des Staates 1,9 Mrd DM. Davon entfielen 114 Mio DM auf die Erforschung neuer regenerativer Energiequellen im weiteren Sinne, die sich wie folgt verteilen:

Sonnenenergie	57 Mio DM
Wärmepumpe	19 Mio DM
Windenergie	14 Mio DM
geothermische Energie	11 Mio DM
Biotechnik	10 Mio DM
andere	3 Mio DM
zusammen	114 Mio DM

heit der Länder der IEA (praktisch die OECD ohne Frankreich) wendete 1980 0,76 und 1979 1,03 Mrd Dollar für die Forschung auf dem Gebiet der »Renewables« auf.

In den energiepolitischen Auseinandersetzungen werden die »neuen« – regenerativen – Energiequellen als *die* Lösung des Energieproblems gepriesen. Der kardinale Fehler der Mehrzahl der solcherart optimistischen Aussagen liegt – grob vereinfacht dargestellt – darin, daß nicht unterschieden wird zwischen dem »technischen Potential« einer neuen Energie, das in aller Regel recht groß ist, und den in allen Fällen geringen oder gar völlig fehlenden technisch-ökonomischen Realisierungschancen, dem »Marktpotential«[80].

3.8.1 Windenergie

Der Wind hat seinen Ursprung in der Sonnenenergie. 1,5 bis 2,5% der auf die Erde eingestrahlten Sonnenenergie werden ständig in Strömungsenergie der Atmosphäre umgesetzt. Diese Energie wird seit dem frühen Altertum genutzt. In abgelegenen Gebieten spielt die Windenergie auch heute noch eine wichtige Rolle, vor allem zum Antrieb von Wasserpumpen.

Vor dem Zweiten Weltkrieg war Deutschland intensiv und umfassend bestrebt, die Windkraft zur Stromerzeugung zu nutzen. Daß diese Bemühungen trotz starker Förderung durch Industrie und Elektrizitätswirtschaft fehlschlugen, lag vor allem an den prohibitiven Kosten. Die Staatsuniversität Eugene in Oregon/USA hat dies in einer Untersuchung bestätigt: die Investitionskosten von Windkraftwerken übertreffen diejenigen von herkömmlichen Kraftwerken um wenigstens das vierfache. Nach übereinstimmender Auffassung ist daher kaum damit zu rechnen, daß Windkraft-Großanlagen in großem Umfang wirtschaftlich genutzt werden können. Auch der hohe Flächenbedarf und die Schwankungen der Windstärke tragen zu diesem negativen Votum bei. Schließlich ist zu bedenken, daß weltweit bislang keine große Windenergieanlage 1000 Betriebsstunden ohne mechanische Schäden erreicht hat.

Gleichwohl lassen die Bemühungen nicht nach, der Windenergie einen Platz in unserem Energieangebot zu sichern. Mit einem Aufwand von 50 Millionen DM fördert das Bonner For-

[80] Vgl. dazu W. Seifritz, Sanfte Energietechnologie – Hoffnung oder Utopie? München 1980.

schungsministerium derzeit 22 Projekte der Windenergieforschung. Zu den Schwerpunkten zählen die Erfassung und Aufbereitung von Winddaten, die Anpassung von Windenergieanlagen in die Energieversorgungsstruktur und an bestimmte Nutzungsarten, die Untersuchung neuer Konzepte sowie die Entwicklung von Windenergieanlagen großer Leistung. Zur Zeit werden drei Großprojekte gefördert: die bei Brunsbüttel/Schleswig-Holstein im Bau befindliche »Große Windenergieanlage – Growian« mit einer Leistung von 2 bis 3 MWe, ein Horizontalachsen-Windenergiekonverter mit 90 m Rotordurchmesser auf einem 100 m hohen Betonturm (Entwicklungskosten etwa 8 Mio DM; Baukosten ohne Betriebs- und Folgekosten etwa 30 Mio DM); ferner eine mittelgroße Windanlage mit 270 kW Leistung, die – ebenfalls seit 1979 – auf der Schwäbischen Alb errichtet wird, und schließlich die Entwicklung einer neuartigen Windanlage, die sich »weich« den gegebenen Windverhältnissen anpassen kann.

Die 1976 im Rahmen der Arbeitsgemeinschaft der Großforschungseinrichtungen (AGF) und im Auftrage des Bundesministers für Forschung und Technologie (BMFT) erstellte sieben Bände umfassende Studie über nichtnukleare-nichtfossile Primärenergiequellen (im folgenden als AGF-Studie bezeichnet)[81] gelangt zu dem Ergebnis, daß der Einsatz von Windkraftanlagen in industriellen Ländern auf die Versorgung entlegener Verbraucher beschränkt bleiben wird. Um ein Kernkraftwerk mit 1300 MWe Leistung durch Windkraft zu ersetzen, müßten in einem Bereich von 200 km Breite etwa 1000 Windkraftwerke vom Typ Growian – jeweils in einer dem Kölner Dom vergleichbaren Größe – installiert werden. Würden in allen Regionen der Bundesrepublik mit Windgeschwindigkeiten von über 4,5 m/sec. Windkraftwerke des Typs Growian errichtet, so könnte ein Beitrag zur Primärenergieversorgung von 75 Mio t SKE/a erreicht werden, d.s. gerade 25% des derzeitigen Primärenergieverbrauchs. 30000 Einzelanlagen sind hierzu erforderlich, ein schon aus Kostengründen utopisches Unterfangen[82]. Dabei sollte auch bedacht werden, daß wenigstens in

[81] Eine Kurzfassung ist 1976 unter dem Titel »Energiequellen für morgen« im Umschau-Verlag, Frankfurt/M. erschienen.

[82] Zu einer positiveren Bewertung gelangt das »Forschungsprojekt Windenergie« der Universität Regensburg unter der Leitung von L. Jarass und G. Obermair (L. Jarass u.a., Windenergie – Eine systematische Bewertung des technischen und wirtschaftlichen Potentials für die Stromerzeugung der Bundesrepublik Deutschland, Berlin, Heidelberg und New York, 1980). Diese Forscher sind

Einzelfällen der Bau solcher Anlagen auf den Widerstand der betroffenen Grundstückseigner stoßen könnte[83]. Nach der vorgenannten Studie bietet sich aber in noch wenig entwickelten Ländern die Windkraft für den Betrieb von Wasserpumpen, die Versorgung von Kommunikationsnetzen und zum Aufbau von Elektrizitätsnetzen an.

3.8.2 *Meeresenergie*

Voraussetzung für den Betrieb von *Gezeitenkraftwerken* sind ein großer Tidenhub und günstige Naturbedingungen, die die Anlage eines Dammes gestatten. Erfahrungen mit einer Großanlage liefert nur das an der französischen Kanalküste an der Mündung der Rance nahe bei St. Malo gebaute Kraftwerk mit einer Leistung von 240 MWe und einer Stromerzeugung von 540 GWh/a, das ergibt eine durchschnittliche Auslastung von 2250 h/a oder 26%. Diese Erfahrungen geben keinen Anhalt dafür, daß – ausgenommen unter örtlich begrenzten Sonderbedingungen – Gezeitenkraftwerke wirtschaftlich werden und in mehr als unerheblichem Umfange zur Energieversorgung beitragen könnten. Der geringe Tidenhub an der deutschen Nordseeküste schließt die Nutzung der Gezeitenenergie für die Bundesrepublik aus.

Auch die Nutzung der *Wellenenergie*, der *Meereswärme* und der *Meeresströmungen* hält die AGF-Studie weltweit für wenig aussichtsreich, jedenfalls in diesem Jahrhundert. Die Studie rät davon ab, diese Techniken für eine Verwendung in der Bundesrepublik weiterzuentwickeln.

der Meinung, daß in Norddeutschland für eine Windenergieleistung von 12 GWe je »Growian« 14,4 Mio DM unter Einschluß des Leitungssystems zwischen den Windkraftwerken anlegbar wären. Wie oben festgestellt, werden seine Baukosten ohne Betriebs- und Folgekosten gegenwärtig aber auf 30 Mio DM veranschlagt.

[83] Nach diesen Feststellungen kann der Bundesminister für Forschung und Technologie V. Hauff nur das technische und nicht das technisch-wirtschaftliche Potential der Windenergie gemeint haben, als er am 6. Januar 1980 in einem Gespräch mit Associated Press erklärte, die Windenergie könnte in der Bundesrepublik mindestens soviel Strom wie die Wasserkraftwerke in das öffentliche Netz liefern und somit einen Anteil von etwa 8% der Elektrizitätsversorgung erreichen. (Unter Zugrundelegung der heutigen Stromnachfrage entspricht dies der Installation von 2300 Anlagen des Typs Growian.) Voraussetzung dafür sei aber, daß die von seinem Ministerium finanziell geförderte Entwicklung großer Windenergieanlagen zum erhofften Erfolg führe.

3.8.3 Geothermische Energie

Die Wärme des Erdinnern ist verlockend. Je etwa 30 m zusätzliche Tiefe nimmt sie um 1° C zu. Ausgenommen dort, wo sie in vulkanischen Gebieten als heißes Wasser oder Dampf an die Oberfläche tritt oder als heiße Salzlauge angezapft werden kann, ist ihre Gewinnung aber recht schwierig.

Ein leistungsfähiges Kraftwerk mit einer Leistung von 1000 MWe benötigt je nach Wirkungsgrad 2,5 bis 3,0 GW (Mrd Watt) Wärme. Riesige Wärmeaustauschflächen sind erforderlich, um Energiemengen dieser Größenordnung dem Gestein zu entziehen. Zudem würde der Wärmevorrat eines Gesteinskomplexes auch in großer Tiefe nach einiger Zeit aufgebraucht sein.

Diese Überlegungen geben einer in großem Maßstab lohnenden Nutzung der geothermischen Energie nur geringe Erfolgschancen. Auch zu berücksichtigen sind die Nachteile aus dem meist hohen Salzgehalt des ausströmenden Wassers und aus der Emission schädlicher Gase. Gleichwohl werden in den Vereinigten Staaten derzeit umfangreiche Forschungen durchgeführt, um zu prüfen, ob diese Energiequelle entwicklungsfähig ist. In Italien wird seit 1904 ein Kraftwerk mit inzwischen 390 MWe Leistung in Larderello bei Pisa betrieben. Ein aus elf Einheiten bestehendes Erdwärmekraftwerk – die Anlage »The Geysers« – mit derzeit 908 MWe ist in den Rocky Mountains 130 km nördlich von San Francisco/USA installiert. Wegen der niedrigen Temperatur des Reservoirs (245° C) hat die Gesamtanlage einen Wirkungsgrad von nur 15%. Ein drittes Erdwärmekraftwerk (290 MWe) wird in Wairakei/Neuseeland betrieben. Bei gleicher Temperatur erreicht dieses Kraftwerk nur einen Wirkungsgrad von 8%. Daneben wird geothermische Energie, z. B. in Reykjavik/Island, zur Heizwärmeversorgung eingesetzt.

Die AGF-Studie stellt fest, daß die heute auf wenige geothermisch bevorzugte Orte beschränkte Erdwärmenutzung schon aus wirtschaftlichen Gründen auch in Zukunft auf die Bereiche geothermischer Anomalien begrenzt bleiben wird[84]. Eine Nutzung der Erdwärme zur Elektrizitätserzeugung sei in der Bundesrepublik aus Kostengründen, wegen der Abwärmeprobleme und wegen der erforderlichen großen Flächen auch für die gün-

[84] Der Energieinhalt aller Anomalien der Erde wird auf 500 TWa oder 460 Mrd t SKE/a veranschlagt, der Oberrheingraben könnte 11 GWa oder 12 Mio t SKE/a liefern und hätte somit allenfalls regionale Bedeutung.

stigen Lagerstätten absehbar nicht zu erwarten. Günstiger seien die Chancen der Nutzung der Geothermie zur Bereitstellung von Niedertemperatur-Wärme. Die AGF-Studie empfiehlt, auf die Ergebnisse der z.Zt. in USA laufenden Projekte zur Untersuchung der technischen Realisierbarkeit einer Nutzung von »Hot Dry Rock«-Reservoiren zurückzugreifen. Ende 1976 wurde zudem auch in der Bundesrepublik ein Modellversuch zur Gewinnung von Erdwärme gestartet, und zwar im Uracher Gebiet südlich von Stuttgart. Im dortigen Bereich vulkanischer Aktivität erwartet man bereits in 2500 m Tiefe (und nicht wie sonst in 5000 m Tiefe) eine Gesteinstemperatur von 160 bis 200° C.

3.8.4 Sonnenenergie (einschl. »Biomasse«)

(1) Von den »neuen Energien« wird allein der Sonnenenergie eine Chance gegeben, im größeren Umfange wirtschaftlich einsetzbar zu sein. Es ist zu bedenken, daß bei klarem Himmel ein Wärmefluß von 224 W/m² auf die Erdoberfläche (510 Mio km²) trifft[63], dies entspricht dem 12400fachen des Energieverbrauchs der Menschheit im Jahre 1979. In der Bundesrepublik erreicht die solare Strahlungsdichte durchschnittlich nur 116 W/m², also nur 52% des Weltdurchschnitts.

(2) Es ist möglich, die Sonnenenergie durch vier grundverschiedene Verfahren zu nutzen:

(a) *Nutzung der direkten und indirekten Sonnenstrahlung über Niedertemperaturkollektoren,* insbesondere für Zwecke der Raumheizung und Warmwasserbereitung.

Zur Zeit werden verschiedene Systeme von Kollektoren verwendet oder erprobt, die sämtlich darauf beruhen, daß die Temperatur einer schwarzen Fläche solange steigt, bis ein Gleichgewicht zwischen der absorbierten und der von der Fläche durch Strahlung, Konvektion und Wärmeleitung abgeführten Wärme erreicht ist. Durch Aufbringen spezieller Oberflächenschichten kann der Energieverlust durch Wärmestrahlen stark eingeschränkt werden. Zugleich ist es möglich, durch Abdeckung des Absorbers mit transparenten Glas- oder Plastikscheiben die Konvektions- und Strahlungsverluste zu verringern. Werden hierbei für die verschiedenen Wellenbereiche

[85] Die »Solarkonstante«, d.h. der Energiefluß, den die Erde bei senkrechtem Einfall ohne jede Absorption durch die Lufthülle empfängt, beträgt 1360 W/m².

selektiv wirkende Beschichtungen verwendet, so können bei optimaler Kollektor-Speicher-Kombination Gesamtwirkungsgrade von etwa 50% bei der Warmwasserbereitung (60° C) und von etwa 40% bei Warmwasserbereitung kombiniert mit 50%iger Heizung erzielt werden. In Süddeutschland liegen die erreichbaren Wirkungsgrade höher als in Norddeutschland.

Technisch-wirtschaftliche Untersuchungen für das Bundesgebiet haben gezeigt, daß für die hier beschriebene Nutzung der Sonnenenergie im wesentlichen nur neugebaute Ein- und Zweifamilienhäuser in Betracht kommen. Der Einbau solcher Anlagen in Altbauten scheitert zumeist daran, daß die Dächer nicht nach Süden ausgerichtet und die Dachneigungswinkel nicht optimal sind, wie auch daran, daß die Rohrleitungen und Heizkörper nicht für eine günstige Vorlauftemperatur von unter 50° C ausgelegt wurden. Bei höherstöckigen Häusern ist die Relation zwischen der für Kollektoren zur Verfügung stehenden Fläche und dem Wärmebedarf zu ungünstig.

Der entscheidende Nachteil solarer Heizungs- und Warmwasserbereitungssysteme liegt aber darin, daß sie während des Winters nur in Ausnahmefällen zur Deckung des Wärmebedarfs ausreichen. Während der Kernzeit der Heizungsperiode muß grundsätzlich auch eine vollwertige konventionelle Wärmeversorgungsanlage zur Verfügung stehen. Hier können somit keinerlei Investitionskosten gespart werden. Nach heutiger Auffassung ist diese Anwendung gleichwohl der für neue – regenerative – Energien wichtigste zukünftige Einsatzbereich.

(b) *Sonnenkraftwerke.* Auch die Nutzung der Sonnenenergie als Energiequelle für herkömmliche Wärmekraftwerke ist technisch möglich. Dieses Verfahren wird beispielsweise in einer Anlage in Odeillo bei Fort Romeu (1400 m) in den französischen Pyrenäen erprobt. Dort werden die einfallenden Sonnenstrahlen von 63 auf einem gegenüberliegenden Hügel montierten Spiegeln in einem Hohlspiegel reflektiert, der die Strahlung auf einen Schmelzofen konzentriert. Bei 1000 kW Leistung wird eine Temperatur von 3800° C erreicht.

Für die großtechnische Erzeugung von Elektrizität mit Hilfe von Hochtemperatur-Kollektoren sind nach dem derzeitigen Stand der Technik zwei Ausführungen von Interesse: Solar-Farm-Anlagen, die zur Fokussierung Parabolspiegel oder Fresnellinsen verwenden und Solar-Tower-Anlagen, bei denen eine Vielzahl von Planspiegeln die Sonnenstrahlung auf einen an der

Spitze eines Turmes befindlichen kugelförmigen Absorber konzentriert.

(c) *Photoelektrische Umwandlung.* Die mit Solarzellen in Satelliten gewonnenen Erfahrungen zeigen, daß es möglich ist, großflächige Sonnenbatterien zu bauen, die Sonnenenergie mittels erprobter Halbleiter-Techniken direkt in Elektrizität umwandeln.

Diese Nutzung der Sonnenstrahlung beruht auf dem photoelektrischen Effekt: eine elektrische Spannung entsteht durch Absorption elektromagnetischer Strahlung. Dieser Effekt kann in Gasen, Flüssigkeiten und Festkörpern auftreten. Bei den Halbleitern erreicht er die höchsten Wirkungsgrade. Die vor allem in der Weiterentwicklung befindlichen monokristallinen Silizium- und Gallium-Arsenid-Zellen erzielen Wirkungsgrade von gegenwärtig etwa 9%, in der weiteren Entwicklung etwa 13,5% und langfristig möglicherweise 21%. Die theoretische Obergrenze beträgt 27%.

Solarzellen können nur in Größen von wenigen cm^2 Fläche hergestellt werden. Daher werden sie in sog. Panels von etwa einem m^2 Fläche zusammengeschaltet und mit einer gemeinsamen Schutzschicht aus Glas oder Kunststoff versehen. Zum Ausgleich kurzzeitiger Schwankungen sind Energiespeicher und Wechselrichter erforderlich, ebenso Schaltelemente und Spannungswandler. Das komplizierte Verfahren des Einkristall-Ziehens sowie die bislang noch weitgehend manuelle Fertigungsweise sowohl der einzelnen Zellen als auch der Panels führt zu hohen Kosten von derzeit 45 bis 130 DM je installiertes Watt bei etwa 10% Wirkungsgrad. Man hofft diese Kosten durch Automatisierung auf 5 DM/Watt senken zu können. Änderungen des Herstellungsverfahrens könnten bei gleichzeitiger Automatisierung eine Senkung der Kosten auf 1,30 DM/Watt ergeben.

Auch unter Berücksichtigung dieser optimistischen Kostenschätzungen erwartet die AGF-Studie in absehbarer Zukunft keine Wirtschaftlichkeit der photoelektrischen Umwandlung der Sonnenenergie – insbesondere auch wegen der Speicher- und Transportkosten für die erzeugte Energie. Mit einer Wettbewerbsfähigkeit solcher Systeme könne frühestens um die Jahrhundertwende gerechnet werden. Diese Aussage gilt wohlgemerkt nicht für die Bundesrepublik, sondern für Regionen des Erdballs, die von der Sonne im besonderen Maße begünstigt sind. Um dieses Ziel zu erreichen, seien aber noch Forschungs-

und Entwicklungsarbeiten in erheblichem Umfange und über längere Zeit hinweg notwendig.

Noch schwieriger dürfte es sein, die für die Sonnenenergienutzung erforderlichen Flächen bereitzustellen[86]. Bei Ansatz eines um die Jahrhundertwende erreichbaren durchschnittlichen Wirkungsgrades von 10% (vielfach wird nur mit 6% gerechnet) wären zur Deckung der Hälfte des dann erwarteten Elektrizitätsbedarfs von angenommen 700 TWh insgesamt 3500 km² Kollektorfläche zu installieren, d.i. 1,4% der Fläche des Bundesgebietes oder mehr als die Fläche des Saarlandes.

(d) *Biologische Umwandlung.* Schließlich ist es möglich, die Sonnenenergie in dem auf industrielle Maßstäbe transponierten Prozeß der Photosynthese direkt zur Erzeugung von Kohlenwasserstoffen und vielleicht auch von Wasserstoff zu nutzen.

Die in der »Biomasse« angesammelte Energie solaren Ursprungs wird in der Landwirtschaft schon vielseitig genutzt. Zukunftweisend sind insbesondere die drei folgenden Verwendungen[86a]:

- Kohlenwasserstoffe – Synthesegas und andere brennbare Gase – können aus dem Müll gewonnen werden. Bei diesem Vergasungsprozeß bereitet aber die Abscheidung des Chlors Schwierigkeiten.
- Es ist möglich, aus Biomasse ein Gasgemisch von Methan und Kohlendioxyd herzustellen, in dem Abfälle unter Luftabschluß durch Bakterien zersetzt werden. Der zurückbleibende Faulschlamm kann dann als Humus Verwendung finden.
- Vergärungsgeeignete Biomassen können schließlich auch aus

[86] Auf die nach Ansicht des Verfassers utopischen Pläne einer Nutzung solarer Strahlungsenergie durch großflächige, mit Solarzellen ausgestattete Satelliten (man denkt an 20 bis 100 km² Kollektorfläche je Satellit) soll hier nicht weiter eingegangen werden.

[86a] Auf der Konferenz der Vereinten Nationen über neue und erneuerbare Energiequellen im April 1981 in Nairobi wurde festgestellt, daß diese Quellen etwa 15% des kommerziellen und nicht kommerziellen Energiebedarfs der Welt decken. Auf die Verwendung von Brennholz und Holzkohle entfällt der weitaus größte Anteil: 12 bis 13%. Die Wasserkraft leistet nur einen vergleichsweise bescheidenen Beitrag – 1,7% –, ebenso die aus der Umwandlung, also nicht aus der Verbrennung von Biomasse gewonnene Energie: 0,8%. In den Entwicklungsländern deckt das Brennholz einen erschreckend hohen Teil des Gesamtenergiebedarfs: in Afrika 60%, in Indien 56% und in Lateinamerika 20%. Die fortschreitende Abholzung mit der Folge einer Austrocknung, Erosion und Versteppung weiter Landstriche ist ein ernstes ökologisches Problem. Nach amerikanischen Berechnungen werden die Holzvorräte der Erde bei gleichbleibender Nutzung bis zur Jahrhundertwende auf die Hälfte gesunken sein.

geeigneten schnellwüchsigen Pflanzen, wie Zuckerrohr und Mais gewonnen werden.

Die mehrfach erwähnte AGF-Studie steht einer weltweiten industriellen Verwertung der Biomasse, beispielsweise durch schnellwüchsige Pflanzen, skeptisch gegenüber, da fraglich sei, ob umfassende Projekte verwirklicht werden können ohne Rücksicht auf die dadurch verlorengehenden Nahrungswerte und die ungleiche Ernährungssituation der Bevölkerung der Erde. Für die Bundesrepublik sieht die AGF-Studie keinen ins Gewicht fallenden Beitrag aus energetischer Verwertung eigens zu diesem Zweck angebauter Pflanzen. Damit wird übrigens auch abgelehnt die in jüngerer Zeit diskutierte Gewinnung von Treibstoffen aus Zuckerrüben.

Die Bundesregierung hat diese Auffassung in der im August 1979 erteilten Antwort auf eine parlamentarische Anfrage des Abgeordneten H. Riesenhuber bestätigt: die gezielte Produktion von Biomasse, z.B. durch schnellwachsende »Energiewälder«, die Züchtung von Algen und anderes mehr sei unrealistisch, weil diese Verfahren – abgesehen von dem großen Flächenbedarf – mit umweltbelastenden Faktoren, wie Monokultur, Schädlingsbefall, Beeinträchtigung des Landschaftsbildes, behaftet sind.

Eine von P. Engelmann, KFA Jülich am 21. Januar 1980 auf einer Informationstagung des Deutschen Atomforums in Mainz mitgeteilte Überschlagsrechnung macht dies deutlich[87]: Würde das gesamte Ackerland der Bundesrepublik von 7,5 Mio ha mit Zuckerrüben bepflanzt, so könnten daraus etwa 200 Mio jato SKE Biomasse erzeugt werden. Bei einem Umwandlungswirkungsgrad von 10% ergäbe sich nach Absetzung von 6 Mio jato SKE Energieaufwand für Düngemittel und Ernte eine Nettoproduktion von ganzen 14 Mio jato SKE (10 Mio jato Produktmenge) Motortreibstoff, d.s. 27% des gegenwärtigen Benzin- und Dieselverbrauchs.

(3) Mit Blick auf das Thema dieses Buches ist die Verwendung der Sonnenenergie zur Erzeugung von Elektrizität von besonderem Interesse. Wenn nach den vorstehenden Ausführungen feststeht, jedenfalls kaum ernsthaft bestritten werden kann, daß die Erzeugung von solarer Elektrizität in Deutschland auf lange Zeit hin nicht sinnvoll ist, so wird doch immer wieder behauptet, man könne dann aber Sonnenkraftwerke in

[87] Vgl. H. Michaelis (Hrsg.), Existenzfrage Energie, Düsseldorf 1980, S. 176.

Übersicht 116: Vergleich der Parameter eines Sonnenkraftwerks in Tunesien mit einer entsprechenden Kernkraftleistung in Deutschland

	Sonnen-kraftwerk	Kern-kraftwerk	Relation
Investitionskosten[a] in Mrd DM	90	4,5	20 : 1
Kollektorfläche[b] in km^2	180	–	–
Energieaufwand für Bau, Materialien (einschl. der Anreicherung des Brennstoffs des Kernkraftwerks nach dem Zentrifugenverfahren)[c] in Mrd kWh_{th}	180	20	9 : 1
Energietilgungszeit in Jahren	3,6	0,4	9 : 1
Stromerzeugungskosten in DPfg/kWh	70–100	7	10–14 : 1

[a] die Kosten für das Pumpspeicherwerk sind nicht berücksichtigt
[b] für die Spiegel wurden 30 Jahre Lebensdauer angesetzt
[c] 1 kWh_e = 2,5 kWh_{th}
Quelle: s. Text

Afrika errichten und den Strom nach Deutschland transportieren.

Unter welchen Bedingungen und zu welchen Kosten dies möglich wäre, zeigt eine Projektstudie der KWU über Sonnenkraftwerke aus dem Jahre 1976[88]. Das Projekt betrifft ein Sonnenkraftwerk von 10000 MWe in Tunesien (330 Sonnentage), die Anlage für die Hochspannungsgleichstrom-Übertragung von Tunesien über Sardinien und Korsika bis nach Basel (insgesamt 1200 km Überlandleitung und 400 km Unterwasserkabel mit einer Verlustrate von insgesamt 15 bis 20%) und die zum Tag-Nacht-Ausgleich erforderlichen Pumpspeicherwerke im Alpenraum. (Ein Großkraftwerk in Nordafrika wäre die für Deutschland geeignete Lösung einer Versorgung mit solarer Elektrizität.) Das Gesamtobjekt könnte 20 Mrd kWh/a liefern,

[88] Die Studie wurde nicht veröffentlicht. Die hier genannten Daten verdankt der Verfasser Prof. Dr. H. Mandel, Essen (Vortrag anläßlich des Weltkongresses »Chemical Ingeneering« im Juni 1976 in Amsterdam) und Prof. Dr. K. Jaroschek, Darmstadt (Vortrag vor der Gesellschaft für Verantwortung der Wissenschaft im Dezember 1977 in Königstein/Taunus). Die Ergebnisse sind auch mitgeteilt in U. Waas, Kernenergie – ein Votum der Vernunft, Köln 1978, S. 84.

d.h. etwa 2,2 mal soviel wie ein Kernkraftblock Typ Biblis bei 7000 h/a. Übersicht 116 gibt die Ergebnisse eines Vergleichs mit einer entsprechenden Kernkraftleistung in Deutschland. Ein Kommentar erübrigt sich.

(4) Als Résumée kann festgehalten werden: So naheliegend, wenn nicht gar verführerisch eine Nutzung der Sonnenenergie in großindustriellen Maßstäben auch unter Umweltaspekten sein mag (die Verwendung in Satelliten und für andere Sonderzwecke mit geringerem Energiebedarf kann hier außer Betracht bleiben), diese Nutzung wirft eine Reihe von Problemen auf, die bei allen oder einigen Verfahren auftreten. Diese Probleme sind:

- derzeit noch weitgehend unbekannte, in jedem Falle hohe Investitionskosten;
- ein wegen der geringen Energieflußdichte der Sonnenstrahlung erheblicher Flächenbedarf für die Kollektoren (die Energieflußdichte in Kohlekraftwerken liegt etwa 4000mal so hoch wie die der Sonnenstrahlung);
- Bedarf an Speicherkapazität – wegen der jahres- und tageszeitlichen wie auch wetterbedingten Schwankungen werden wahrscheinlich große Mengen an Kohle benötigt, um Sonnenenergie in Form von Kohlenwasserstoffen zu speichern;
- lange Entwicklungszeiten und hohe Entwicklungskosten.

Diese Faktoren machen es unwahrscheinlich, daß Sonnenenergie auf mittlere oder längere Sicht eine mehr als lokale Rolle bei der Energieversorgung in klimatisch nicht begünstigten Zonen spielen wird. Gleichwohl ist die Erforschung der Nutzung dieser Energiequelle Objekt weltweiter Forschungsanstrengungen. Auch das Bundesministerium für Forschung und Technologie widmet diesem Problem seine Aufmerksamkeit. Für den Vierjahreszeitabschnitt 1977 bis 1980 wurden 200 Mio DM bereitgestellt.

3.8.5 Zusammenfassende Würdigung

Die AGF-Studie veranschlagt im zusammenfassenden Ergebnis, daß nichtnukleare-nichtfossile Primärenergiequellen im Deutschland der Jahrhundertwende die aus Übersicht 117 abzulesenden Beiträge zur Energieversorgung werden leisten können.

Die auch in die AGF-Studie eingegangenen Ergebnisse der wichtigsten weltweiten Untersuchungen der letzten Jahre kön-

Übersicht 117: Beiträge von nichtnuklearen-nichtfossilen Primärenergiequellen zur Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2000 – Angaben in TWh/a (123000 t SKE)

	Nicht-Elektrizität	Elektrizität
Niedertemperatur-Kollektoren	80–100	0
Solarzellen	0	0
Windenergie im Verbund	0	10–30
Hot Dry Rock-Heizwerke	8–10	0
Hot Dry Rock-Kraftwerke	0	0
ferner Laufwasser-Kraftwerke	0	(23)
insgesamt ohne Laufwasser	88–110	10–30
gesamter Energieverbrauch	1060[a]	1050[b]
Anteil in % ohne Laufwasser	8,3–10,4	1,0–2,9

[a] Endenergieverbrauch Wärme für den Sektor Haushalte und Kleinverbrauch
[b] gesamter Stromverbrauch

Quelle: s. Text

nen zu der folgenden Aussage zusammengefaßt werden: »Abgesehen von der Bereitstellung von solarer Niedertemperaturwärme für lokale Verwendungen wird keine ›neue‹ Energie – Wind, Gezeiten, Erdwärme, Sonne und auch thermonukleare Fusion, um nur die wichtigsten Energiequellen zu nennen – bis zur Jahrhundertwende, möglicherweise aber auch darüber hinaus, einen mehr als bescheidenen Beitrag zur Energieversorgung leisten. Ganz ausgeprägt gilt dies für die Versorgung mit Elektrizität. Nur auf lange Sicht kann man hoffen, daß dies für die eine oder die andere Energie möglich sein wird, am ehesten wohl für die Sonnenenergie oder die Kernfusionsenergie. Ob, wann und wie dies gelingt, läßt sich noch nicht absehen. Jedenfalls setzt dies von Erfolg gekrönte langfristige Forschungs- und Entwicklungsarbeiten voraus.« Diese Arbeiten sind aber auch dringend geboten, um für unsere mit der Zeit mehr und mehr gefährdete Versorgung mit Energie die Basis zu verbreitern und damit die Bedarfsdeckung zu verbessern. Die Anstrengungen sollten sich dabei in erster Linie auf die folgenden Entwicklungen richten:

- Horizontalachsen-Windkraftrotoren;
- Niedertemperatur-Kollektoren;
- monokristalline Siliziumzellen und Gallium-Arsenid-Zellen;
- »Hot Dry Rock«-Heiz- und Kraftwerke.

Gerade auf diesem Felde müssen wir sorgfältig unterscheiden zwischen Wunschdenken und realistischer Vorausschätzung.

Die KFA Jülich sieht die Einführung neuer Energiequellen im Gesamtzusammenhang mit den Bemühungen zur rationellen Energieverwendung. P. Engelmann stellt fest[89], nach den verschiedenen vorliegenden Studien lasse sich durch rationelle Energieverwendung der Energiebedarf des Jahres 2030 gegenüber dem bei heutiger Nutzungsweise erreichbaren um fast 35% reduzieren. Dies resultiere aus Einsparungen um ca. 50% bei der Raumwärme, um ca. 20% bei der Prozeßwärme, um ca. 40% beim Verkehr und um ca. 30% bei Licht und Kraft außerhalb des Verkehrs. Nach einer Prognose bis zum Jahre 2030 bleibe der Anteil der neuen Energieträger mit etwa 10% relativ gering, während die Wirkung der rationellen Energieverwendung unter Einschluß der Wärmepumpe (diese allein soviel wie alle neuen Energieträger zusammengerechnet) mit 28% stark ins Gewicht falle.

[89] Vgl. dazu den Vortrag von P. Engelmann auf der Informationstagung am 21./22. Januar 1980 in Mainz, gedruckt in: Michaelis (Hrsg.), Existenzfrage Energie, Düsseldorf 1980, S. 182.

dtv-Atlas zur Atomphysik

Tafeln und Texte

dtv-Atlas zur Atomphysik
von Bernhard Bröcker
Tafeln und Texte
Originalausgabe

Aus dem Inhalt:
Entdeckungen. Quantentheorie. Atomhülle und Molekül. Meßmethoden. Kernphysik. Kernmodelle. Elementarteilchen. Wechselwirkung. Detektoren. Quellen. Reaktoren. Atombomben. Strahlenschutz. Nuklidkarte. Kerntabelle. Konstanten.

dtv

dtv 3009

dtv-Lexikon der Physik

Band 1
A-B

»Das Werk ist sehr umfassend und modern. Es berücksichtigt neben der eigentlichen Physik auch ihre Nachbargebiete, wie physikalische Chemie, Geophysik, Astrophysik, Biophysik und wendet sich demnach an einen weiten Leserkreis.«
Angewandte Chemie

dtv-Lexikon der Physik
Hrsg. von Hermann Franke
In 10 Bänden

Ein Standard-Nachschlagewerk mit über 12000 Stichwörtern der theoretischen und angewandten Physik: Definitionen und Erläuterungen von Begriffen, ein Überblick über den gegenwärtigen Stand der Forschung und Entwicklung. Die Stichwörter, die in ihrer Klarheit und Ausführlichkeit den Charakter von Kurzmonographien haben, werden ergänzt durch 1700 technische Zeichnungen, Skizzen und 200 Fotos sowie durch rund 7000 Literaturverweisungen auf die Fachliteratur. Verweisungen innerhalb der Stichwörter zeigen Zusammenhänge, auch zu Neben- und Randgebieten. Alle Zahlenangaben nach dem internationalen Einheitssystem

dtv 3041–3050

dtv

Die physikalisch-technischen Grundlagen und die industriellen, wirtschaftlichen und Umweltaspekte der Kernenergie in einem systematischen Aufriß
Stark erweiterte, aktualisierte Neuausgabe der bewährten ›Kernenergie‹
Mit zahlreichen Abbildungen und Tabellen

Zwei Bände
DM 39.80

dtv
Deutscher Taschenbuch Verlag